

**Ontario Power Generation
Rapport annuel 2019**

19





Table des matières

Faits saillants financiers 1

**Revenus et faits saillants
de l'exploitation 1**

Profil de l'entreprise 3

Rapport annuel 2019 d'OPG 5

À la tête de la lutte contre le
changement climatique 9

Déterminée à renforcer l'économie. 11

Protéger l'environnement. 12

Chef de file du secteur de l'énergie. 13

Rapport de gestion 17

États financiers consolidés 114

**Notes des états
financiers consolidés 120**

**Membres de la haute
direction d'OPG 202**

**Centrales d'Ontario
Power Generation 203**

Faits saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2019	2018
Revenus	6 022	5 537
Charges liées au combustible	677	671
Marge brute	5 345	4 866
Charge d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 788	2 825
Amortissement	1 073	784
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 019	985
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(894)	(854)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(40)	(44)
Impôts fonciers	42	37
	3 988	3 733
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	1 357	1 133
Autres gains	(40)	(298)
Intérêts débiteurs, montant net	64	77
Charge d'impôts	190	141
Bénéfice net	1 143	1 213
Production d'électricité (TWh)	77,8	74,0
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 606	1 687

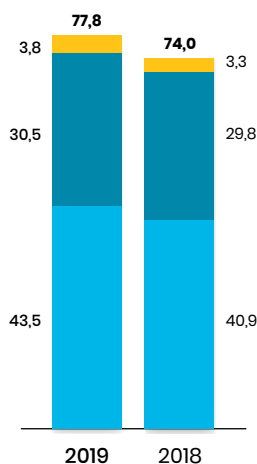
Revenus et faits saillants de l'exploitation

Légende

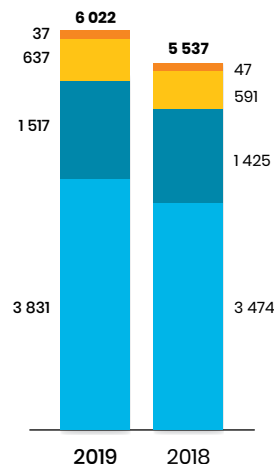
- Production nucléaire réglementée*
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre
- Divers

* 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.

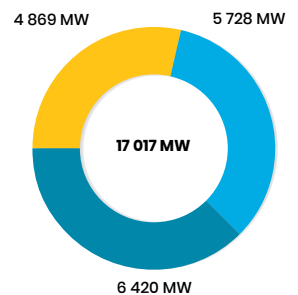
Production d'électricité (TWh)



Revenus (en millions de dollars)



Capacité de production en service (MW) au 31 déc. 2019



Au 31 décembre 2019,
le portefeuille de
production d'électricité
d'Ontario Power
Generation (OPG)
avait une capacité en
service de

18 876
mégawatts (MW) :

2

centrales
nucléaires



66

centrales
hydroélectriques



85

centrales
hydroélectriques
aux États-Unis



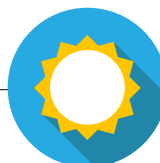
4

centrales
alimentées
au gaz



3

autres
1 centrale **solaire**
2 centrales **thermiques**



Profil de l'entreprise

Ontario Power Generation (OPG) est le plus important producteur d'énergie propre de la province et un chef de file de la lutte contre les changements climatiques avec l'un des portefeuilles de production d'électricité les plus diversifiés en Amérique du Nord. OPG a été constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) en 1999 et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

En Ontario, la Société détient et exploite 66 centrales hydroélectriques, deux centrales nucléaires et trois centrales thermiques, dont une est alimentée à la biomasse, ainsi qu'une centrale solaire. OPG exploite également quatre centrales alimentées au gaz dont trois ont été acquises au deuxième trimestre de 2020. En outre, OPG détient deux autres centrales nucléaires qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P., et possède et exploite 85 centrales hydroélectriques aux États Unis.

Au 31 décembre 2019, OPG avait une capacité en service de 17 017 mégawatts (MW), qui est passée à 18 876 MW par suite de l'acquisition des actifs alimentés au gaz en 2020.

OPG est un chef de file de l'action contre le changement climatique avec un ensemble d'initiatives en cours pour réduire les émissions de carbone. Ce changement s'est amorcé en 2014 avec la fermeture par OPG de ses dernières centrales au charbon. Il s'agit encore à ce jour de la plus importante action contre le changement climatique au monde. Depuis, la Société est tournée vers l'avenir et investit dans des technologies innovantes qui favoriseront le renouvellement économique propre, allant de l'électrification des transports aux petits réacteurs modulaires, en passant par le stockage d'énergie, les microréseaux et les isotopes médicaux.





Rapport annuel 2019 d'OPG

Mot de la présidente du conseil
d'administration et du président
et chef de la direction



Wendy Kei
Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
Président et chef
de la direction

Au cours des 20 années d'existence d'OPG, l'électricité à faible coût et propre que nous produisons à partir de sources diversifiées a propulsé en toute fiabilité l'économie de l'Ontario et lui a permis de fonctionner à plein régime. Bien que le but du présent rapport soit de présenter un aperçu de notre performance et des projets réalisés en 2019, en raison de la pandémie de COVID-19, nous avons tourné notre regard vers 2020 pour nous assurer d'avoir répondu aux besoins plus larges de l'Ontario. Pour OPG, cela voulait dire de mettre certains projets sur pause et de porter une attention encore plus grande à la sécurité, tout en offrant un service essentiel dont les Ontariens avaient besoin plus que jamais.





Au cours de cette période extraordinaire, les employés dévoués d'OPG ont multiplié les efforts pour produire de manière sécuritaire l'électricité pour les hôpitaux, les centres de soins et les résidences de l'Ontario. Et ils continuent de déployer tous les efforts pour que la province, au moment où elle se concentre sur la reprise économique, bénéficie de toute la certitude et la stabilité dont elle a tant besoin.

En plus de fournir de l'électricité, OPG a appuyé des initiatives visant à contenir la propagation du virus et à trouver un vaccin ou un médicament en donnant plus de 1,1 million de pièces d'équipement de protection individuelle, notamment des visières de protection produites au moyen de nos imprimantes 3D. Notre isotope nucléaire, le cobalt-60, utilisé pour irradier et stériliser environ 40 % des équipements médicaux à usage unique dans le monde, comme les seringues, les gants et les instruments chirurgicaux, contribue à faire en sorte que les travailleurs de la santé ont accès à des équipements sécuritaires quand ils prennent soin de nos amis et de nos proches.

OPG est également venue en aide aux concitoyens et concitoyennes de l'Ontario

grâce à un don de plus de 1 million de dollars au profit des collectivités et des groupes qui soutiennent les personnes qui souffrent d'insécurité alimentaire à l'échelle de la province. Grâce au partenariat avec Jack.org, des centaines de jeunes et de familles ont accès à une ressource numérique primée en santé mentale pendant la pandémie de COVID-19 et au-delà.

Les initiatives d'engagement social d'OPG ont été renforcées par la générosité de ses employés qui ont fait des dons aux organismes de bienveillance de leur localité et ont offert bénévolement temps et idées pour élaborer des solutions sécuritaires afin de répondre aux besoins tant internes qu'externes. Cependant, il y a encore beaucoup à faire.

Grâce également aux efforts de nos employés, l'exercice 2019 en a été un de solidité financière et opérationnelle. Nous avons dégagé un bénéfice net attribuable à l'actionnaire de 1 126 millions de dollars et produit au total 77,8 térawattheures (TWh) d'électricité, une augmentation de 3,8 TWh en regard de la production de 2018. Ces résultats s'expliquent par le solide rendement de l'exploitation, y



compris la hausse de la production nucléaire, qui a donné lieu à des revenus additionnels de 189 millions de dollars, déduction faite des charges liées au combustible, en comparaison de ceux de 2018, du fait du nombre moins élevé de jours d'interruption à la centrale nucléaire Pickering.

La centrale nucléaire Pickering a notamment produit 23,6 TWh d'électricité propre, un sommet au chapitre de la production annuelle depuis 1994. La centrale a également obtenu une cote de rendement exemplaire de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires, ce qui en fait l'une des meilleures centrales nucléaires du monde. Ce rendement record témoigne de notre engagement continu à poursuivre l'exploitation sécuritaire et optimale de la centrale jusqu'à ce que ses activités commerciales cessent au milieu des années 2020.

En juin 2020, l'un des jalons les plus importants de l'histoire d'OPG a été franchi dans le cadre du projet de réfection de la centrale Darlington, puisque l'unité 2 a été remise en service avec succès et en toute sécurité et fonctionne à pleine puissance. Cette réalisation constitue le point culminant d'une décennie de planification et de plus de trois années de dur labeur et de dévouement de la part des membres de l'équipe d'OPG et des partenaires du projet.

En raison de la pandémie de COVID-19, la réfection de l'unité 3 a été temporairement reportée. OPG a repris les travaux préparatoires, et le déchargement du combustible devrait commencer en septembre 2020. Malgré l'échéancier révisé, il est toujours prévu que, conformément au calendrier global du projet, les quatre unités seront remises en état d'ici 2026. Une fois le projet achevé, la durée de vie de la centrale nucléaire Darlington sera prolongée d'au moins 30 ans, et la centrale pourra continuer de fournir de l'électricité de base à faible coût, fiable et propre pendant encore des décennies.

La croissance enregistrée par OPG en 2019 lui a permis d'améliorer sa capacité de générer une valeur solide pour les contribuables grâce à l'acquisition de Cube Hydro aux États-Unis et à celle de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach. Nous avons également conclu une entente visant l'accroissement de la production du cobalt-60 d'importance vitale à la centrale nucléaire Darlington. Par ailleurs, en avril 2020, nous avons finalisé une entente visant l'acquisition de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné supplémentaires qui seront exploitées par une nouvelle filiale, Atura Power. Ces centrales joueront un rôle clé en offrant de l'électricité propre.

Nous sommes fiers de l'ensemble de nos réalisations en 2019 et 2020 et remercions nos employés pour leur service et leur contribution inestimables.

À l'aube de cette nouvelle décennie, OPG est prête à agir en tant que leader dans la lutte contre le changement climatique grâce à l'électricité à faible coût et propre qu'elle produit, à son expertise et son expérience inégalées et à son esprit d'innovation.

Nous continuerons de faire progresser le développement de petits réacteurs modulaires, d'électrifier le secteur du transport, d'investir dans nos centrales sobres en carbone et de collaborer avec nos partenaires autochtones à la mise en œuvre d'une infrastructure d'énergie propre comme les microréseaux communautaires. Ces initiatives ont une importance accrue, car elles offrent la possibilité de stimuler les efforts de reprise économique en cette ère d'après-pandémie de COVID-19.

Nous devons également reconnaître qu'il reste beaucoup à faire dans un autre domaine qui est tout aussi crucial. OPG s'est toujours efforcée de favoriser une culture d'inclusion qui fait la promotion de la diversité et respecte le droit de chacun à un milieu de travail exempt de racisme et de discrimination. Les événements qui ont eu lieu au printemps de 2020 nous rappellent que nous devons continuer d'appuyer haut et fort le niveau d'inclusion dont OPG et notre société ont besoin. En tant qu'entreprise, nous savons que nous devons faire mieux, et nous nous engageons à apprendre, à écouter et à prendre des mesures pour lutter contre le racisme et renforcer OPG.

Nous ne pouvons pas prévoir les défis que 2020 et les années à venir nous réservent, mais OPG sera là, comme elle l'a toujours été, et continuera de produire une énergie fiable et maintiendra son engagement à contribuer au rétablissement du mieux-être de notre province et des collectivités qui accueillent les centrales.

Ensemble, nous y parviendrons.

Merci et portez-vous bien.



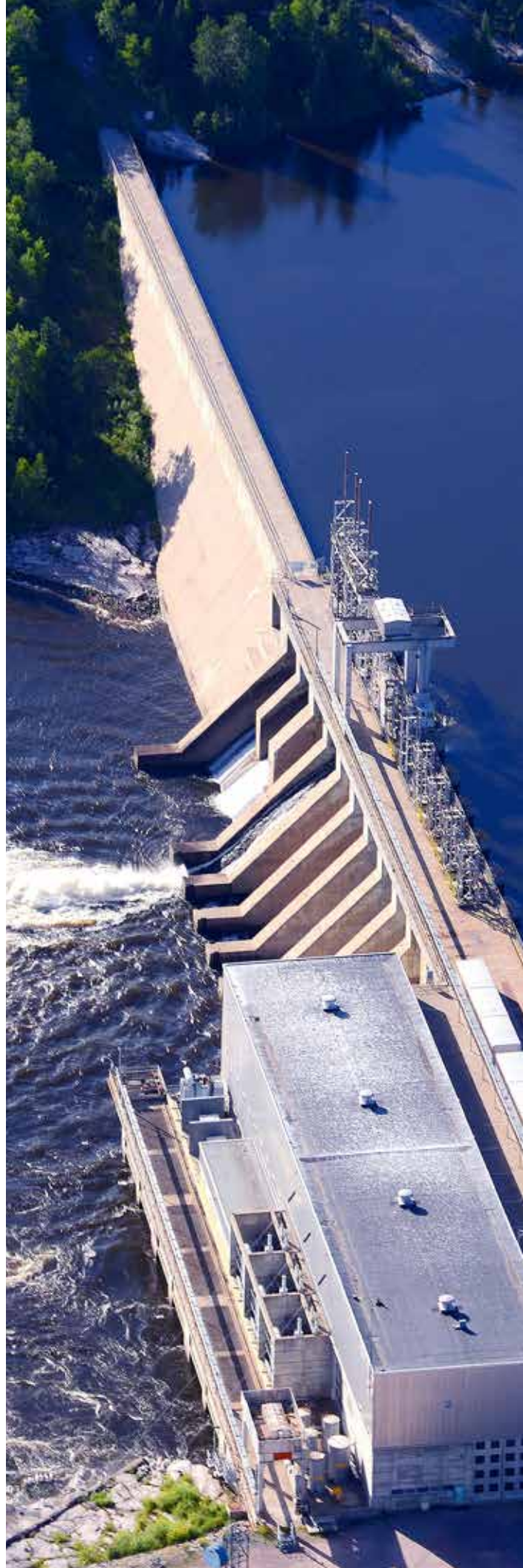
Wendy Kei

Présidente du conseil
d'administration



Ken Hartwick

Président et chef
de la direction





À la tête de la lutte contre le changement climatique



Ontario Power Generation est convaincue que le changement climatique n'aura pas lieu demain, mais plutôt qu'il s'opère déjà, et a déjà une incidence sur la vie des Ontariens. Grâce au projet de réfection de la centrale Darlington, à l'expansion de nos centrales hydroélectriques et aux projets de production d'énergie propre réalisés avec nos partenaires, comme le microréseau de Gull Bay et la centrale solaire Nanticoke, nous nous positionnons déjà à titre de chef de file de l'énergie propre. **Nous visons à l'heure actuelle l'atteinte de deux objectifs ambitieux :**

- D'abord, les **OPG restera un leader de la lutte contre le changement climatique en investissant dans des projets de réduction et de compensation d'émissions de carbone, et devrait atteindre la neutralité carbone**

d'ici 2040. La progression du développement des petits réacteurs modulaires sera primordiale pour l'atteinte de cet objectif.

OPG a l'intention de déployer au moins un petit réacteur modulaire en Ontario, et d'appuyer le déploiement de deux autres de ces réacteurs dans d'autres territoires canadiens qui dépendent actuellement du charbon.

- Nous veillerons également à assurer l'efficacité de nos centrales et à ce qu'elles résistent aux incidences du changement climatique en tenant compte de ce dernier dans la conception et la mise à niveau futures de nos centrales. En nous appuyant sur les avancées scientifiques les plus récentes, OPG poursuivra ses investissements pragmatiques pour garantir leur fiabilité et la sécurité des collectivités qui accueillent ses centrales.
- Ensuite, OPG a l'intention de devenir un chef de file de l'innovation énergétique, et de faire la promotion des technologies et des solutions propres **pour aider les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités à faire la transition vers une économie**



neutre en carbone d'ici 2050. Pour ce faire, nous devons devenir un catalyseur d'une décarbonation efficace à l'échelle de l'économie qui soit propice à la création de nouvelles industries et de nouvelles carrières pour les Ontariens, veiller à la mise en place de bornes de recharge pour les véhicules électriques partout dans la province, miser sur le potentiel d'intégration des véhicules au réseau et nous assurer que les clients tirent parti de l'électrification. Ce faisant, OPG a l'intention de faciliter l'intégration de **deux millions de véhicules électriques au réseau routier de l'Ontario grâce à l'électrification.**

En 2019, les gouvernements de l'Ontario, de la Saskatchewan et du Nouveau Brunswick ont conclu un protocole d'entente sur le développement des petits réacteurs modulaires, un engagement important à collaborer à l'élaboration de cette nouvelle solution énergétique sobre en carbone. De plus, en 2020, **OPG est devenue le premier service public du monde à faire l'acquisition d'une participation dans la technologie de microréacteur modulaire^{MC}** par l'intermédiaire d'une coentreprise avec Global First Power et Ultra Safe Nuclear Corporation créée dans le but de détenir et d'exploiter un petit réacteur modulaire à Chalk River.

La Société a également pris des mesures importantes pour faire progresser **l'électrification du transport** en Ontario au moyen du réseau **Ivy Charging Network**, un partenariat entre OPG et Hydro One. Ivy sera bientôt le réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques le plus important de l'Ontario, qui comptera 73 sites d'ici la fin de 2021.



Déterminée à renforcer l'économie



OPG est le principal producteur d'énergie propre de l'Ontario et est détenue **en totalité** par la province d'Ontario et soutenue par des **actifs de plus de 55 milliards de dollars**.

Au cours des cinq dernières années, OPG a généré un bénéfice net de plus de **4 milliards de dollars** au profit de la province, qui a servi à financer des programmes essentiels et la croissance de l'Ontario.

À titre de l'un des principaux employeurs de l'Ontario, OPG compte plus de **10 700 employés compétents et dévoués** et fournit du travail à des milliers d'autres à l'échelle de la province, qui participent à ses projets d'énergie propre et à sa chaîne d'approvisionnement.

Le projet de réfection de la centrale Darlington créera en moyenne **14 200 emplois** chaque année jusqu'en 2055 et devrait contribuer à hauteur de près de **90 milliards de dollars** au PIB de l'Ontario. Plus de **200 entreprises ontariennes** participent au projet. Plus de **4 500 emplois** dépendent de la poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire Pickering jusqu'au milieu des années 2020 qui permettra d'ajouter un PIB de 1,2 milliard de dollars par année à l'économie de l'Ontario, tout en permettant aux consommateurs de l'électricité de l'Ontario de faire des économies.

Déterminée à renforcer l'économie de l'Ontario et à générer de la valeur pour la province, OPG cherche constamment à améliorer la performance, à stimuler l'innovation et à réaliser des gains d'efficacité.



Protéger l'environnement



Nous sommes fiers des initiatives mises sur pied pour gérer notre impact environnemental et améliorer notre environnement naturel.

Au fil des ans, OPG, avec ses partenaires, a planté plus de **sept millions d'arbres et d'arbustes indigènes** et a contribué à ajouter plus de **cinq millions de saumons de l'Atlantique** aux stocks actuels à titre de principal commanditaire du programme de réintroduction du saumon de l'Atlantique dans le lac Ontario. Nos efforts sont constamment reconnus par le Wildlife Habitat Council (WHC), groupe international qui fait la promotion de la préservation et de la gestion de l'habitat dans les milieux humides et octroie une certification à cet effet. En 2019, les activités d'OPG aux sites de Niagara et de Wesleyville ont reçu la distinction Or du WHC pour leurs efforts de conservation.

En 2019, la capacité totale de production en service d'OPG à partir de sources à faibles émissions de carbone a augmenté de **442 MW** par rapport à celle de 2018, étant donné

que nous avons achevé la construction de la centrale solaire Nanticoke et fait l'acquisition de la plateforme hydroélectrique américaine Cube Hydro.

Au cours des années à venir, la poursuite de l'exploitation des centrales Darlington, qui est en cours de réfection, et Pickering contribueront à réduire les émissions de carbone en Ontario. L'exploitation de la centrale Darlington jusqu'en 2055 contribuera à retirer l'équivalent de **deux millions d'automobiles** des routes de l'Ontario chaque année, et la prolongation de l'exploitation de la centrale nucléaire Pickering jusqu'au milieu des années 2020 permettra d'éliminer au moins **17 millions de tonnes** de gaz à effet de serre.

À l'appui de la production d'énergie propre, la Société a procédé à une **deuxième émission d'obligations vertes** en 2019, mobilisant ainsi **500 millions de dollars**. Le produit a été affecté au financement des investissements dans des projets d'énergie renouvelable. Le recours novateur d'OPG aux obligations vertes a été reconnu par l'Association canadienne de l'électricité (ACE) qui lui a attribué le **prix Électricité durable 2019**.

Chef de file du secteur de l'énergie



En 2019, OPG a enregistré l'une de ses **meilleures performances en matière de sécurité** depuis sa création en 1999. La force de sa culture axée sur la sécurité lui a valu un **prix de l'Association canadienne de l'électricité** pour sa performance en matière de sécurité par rapport aux indices de référence externes, un prix que nous avons obtenu pour une deuxième année d'affilée.

Nous continuons également de faire preuve de leadership au chapitre de l'énergie propre et de l'excellence des projets. Mentionnons notamment l'aménagement d'une nouvelle unité de production de 10 MW à la **centrale hydroélectrique Ranney Falls** et le lancement d'un projet de remplacement de deux unités plus anciennes à la centrale **Sir Adam Beck I**, qui devrait augmenter la capacité de production d'énergie propre d'environ 125 MW.





Dans le cadre de son engagement social, OPG a mis en place **quatre partenariats avec financement par capitaux propres parmi les plus importants du secteur** avec des Premières Nations d'Ontario. Le partenariat le plus récent concerne le projet de centrale solaire Nanticoke de 44 MW avec les **Six Nations of the Grand River Development Corporation** et la **Première Nation Mississaugas of the Credit**. Ces partenariats, en plus de soutenir ces collectivités, leur procurent des avantages économiques mutuels et durables. En 2019, OPG a aussi contribué à la construction d'un **microréseau de production d'énergie solaire** avec la Première Nation de Gull Bay, le premier microréseau de production et de stockage d'énergie solaire pleinement intégré construit sur une réserve au Canada.

Enfin, nous sommes fiers de nous être classés parmi les **50 meilleures entreprises citoyennes au Canada** pour une sixième année d'affilée, et nous nous engageons à demeurer une entreprise citoyenne modèle pour les années à venir.

Alors qu'elle se prépare en vue de l'avenir, OPG investit dans les nouvelles technologies qui contribueront à l'économie de l'énergie propre de l'Ontario – de l'électrification du transport aux petits réacteurs modulaires, en passant par le stockage de l'énergie, les microréseaux et les isotopes médicaux. En innovant et en investissant constamment dans nos centrales, nous continuerons d'être un leader confiant, en stimulant la reprise économique de l'Ontario et en bâtissant l'avenir de l'énergie propre.



Rapport annuel 2019



Table des matières

Énoncés prospectifs	17
La Société.....	19
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée	22
Faits saillants	25
Faits nouveaux	29
Activités de base et perspectives	33
Secteurs d'activité.....	48
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.....	50
Production nucléaire réglementée.....	50
Gestion des déchets nucléaires réglementée	51
Production hydroélectrique réglementée	52
Production visée par contrat et autre.....	52
Situation de trésorerie et sources de financement.....	54
Faits saillants du bilan.....	58
Méthodes et estimations comptables critiques	59
Gestion des risques.....	84
Opérations entre parties liées.....	99
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	101
Quatrième trimestre	102
Faits saillants financiers trimestriels	104
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR	106

États financiers consolidés

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	110
Rapport de l'auditeur indépendant.....	111
États financiers consolidés	114
Notes des états financiers consolidés.....	120

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 2019 et pour l'exercice clos à cette date. 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), 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 plutôt que les Normes internationales d'information financière (IFRS) jusqu'au 1^{er} janvier 2024. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1^{er} janvier 2024. Se reporter à la rubrique Méthodes et estimations comptables critiques. Le présent rapport de gestion est daté du 12 mars 2020.

D'autres renseignements sur OPG, y compris la notice annuelle de la Société, sont accessibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com.

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 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, à la disponibilité et à la durée de vie utile des centrales d'OPG, 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 et aux besoins de financement connexes, au rendement des fonds de placement et aux revenus qui en découlent, à la réfection d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux acquisitions, au rendement des entreprises acquises, aux obligations et aux fonds liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, à l'ébauche de nouvelle législation, à l'évolution continue de l'industrie et du marché de l'électricité en Ontario et aux États-Unis, à l'application continue et au renouvellement d'ententes d'achat d'électricité et d'autres accords pour les centrales à tarifs non réglementées, aux taux de change, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux demandes de permis d'exploitation déposées auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux changements à la main-d'œuvre de la Société, au renouvellement de conventions collectives, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions météorologiques, au financement et aux liquidités, aux sources de financement, 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, aux prévisions de bénéfice, de flux de trésorerie, du rendement des capitaux propres excluant le cumul des autres éléments du résultat étendu, au coût total de la production, aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, aux dépenses liées aux projets et autres dépenses, au maintien en poste du personnel clé, et au rendement des fournisseurs et des tiers. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment aux 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 des énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

Utilisation de mesures financières non conformes aux PCGR

La Société utilise les mesures de la performance financière non conformes aux PCGR suivantes dans son rapport de gestion :

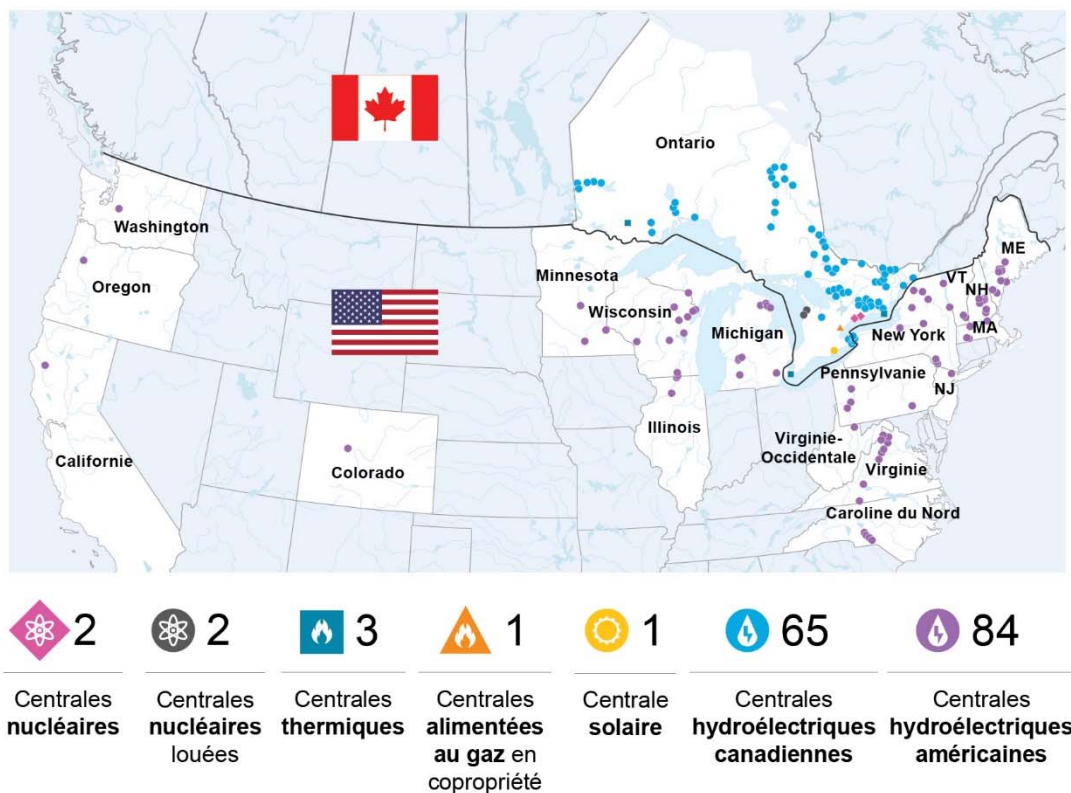
- Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu
- Coût total de la production de l'entreprise par MWh
- Marge brute

Pour une description de chaque mesure non conforme aux PCGR utilisée dans le présent rapport de gestion et un rapprochement détaillé de la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus directement comparable, se reporter à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*. Les mesures de performance financière non conformes aux PCGR dont il est question dans le présent rapport de gestion visent à fournir aux investisseurs des informations additionnelles et n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis. Par conséquent, elles peuvent ne pas être comparables à celles d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les PCGR des États-Unis.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité. Constituée en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province » ou l'« actionnaire »). Au 31 décembre 2019, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 17 017 mégawatts (MW).

Au 31 décembre 2019, OPG et ses filiales en propriété exclusive détenaient et exploitaient deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, trois centrales thermiques et une centrale solaire en Ontario, au Canada. Également, par l'entremise de ses filiales américaines en propriété exclusive, la Société détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 85 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 13 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis. De plus, OPG et Corporation TC Énergie (TC Énergie) sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (PEC) de 550 MW, située en Ontario. OPG possède également deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (collectivement, les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power). Au 31 décembre 2019, OPG n'exploitait pas PEC, les centrales nucléaires Bruce ni les centrales dans lesquelles elle détenait des participations minoritaires aux États-Unis.



Les produits tirés des installations dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire 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 Production visée par contrat et autre. La quote-part revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production d'électricité des installations détenues en copropriété ou dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire est comprise dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

Les produits tirés des centrales louées à Bruce Power 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 d'électricité et les autres statistiques d'exploitation figurant dans le présent rapport.

Stratégie de l'entreprise

La mission d'OPG est de produire, de manière sécuritaire et fiable, de l'électricité propre et à faible coût qui profite aux clients et à l'actionnaire. Les quatre objectifs d'affaires de la Société, de même que les valeurs d'OPG, décrivent les secteurs dans lesquels OPG doit continuer de faire preuve d'excellence pour être en mesure d'atteindre ses objectifs stratégiques. Les quatre objectifs stratégiques décrivent les objectifs à long terme de la Société.



Structure de présentation

Au 31 décembre 2019, OPG se composait des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre

OPG bénéficie de tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques en Ontario et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (collectivement, les installations visées par un règlement ou installations réglementées). Les installations réglementées situées en Ontario 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.

Les centrales non réglementées d'OPG comprennent douze centrales hydroélectriques, trois centrales thermiques et une centrale nucléaire situées en Ontario, qui sont exploitées en vertu de conventions d'approvisionnement en énergie avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) ou d'autres contrats à long terme, et 85 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées aux États-Unis. Les résultats d'exploitation liés à ces installations sont décrits dans la section Production visée par contrat et autre.

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)	2019	2018
Production nucléaire réglementée ¹	5 728	5 728
Production hydroélectrique réglementée	6 420	6 426
Production visée par contrat et autre ²	4 869	4 141
Total	17 017	16 295

¹ Exclut l'unité 2 de la centrale Darlington. L'unité, dont la capacité de production est de 878 MW, a été mise à l'arrêt en octobre 2016 et, à l'heure actuelle, fait l'objet d'une réfection.

² Comprend la quote-part d'OPG de la capacité de production en service des centrales hydroélectriques détenues en copropriété et dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire.

Au 31 décembre 2019, la capacité totale de production en service avait augmenté de 722 MW par rapport à celle de 2018. L'augmentation découle essentiellement de l'ajout de 19 centrales hydroélectriques aux États-Unis par suite de l'acquisition de Cube Hydro Partners, LLC et de sa société affiliée Helix Partners, LLC (collectivement, Cube Hydro) en octobre 2019, de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné Brighton Beach (Brighton Beach) en août 2019 et de l'achèvement de la centrale solaire Nanticoke qui a été mise en service en mars 2019. Au 31 décembre 2019, la capacité totale de production en service d'OPG aux États-Unis était de 627 MW.

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

Production réglementée

La plus grande partie de la production d'électricité d'OPG est assurée par les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. La CEO fixe les tarifs volumétriques de l'électricité produite par ces centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées en Ontario. Les tarifs réglementés visent généralement à permettre à la Société de recouvrer, en fonction des prévisions de volumes de production, des charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées et de dégager un taux de rendement de l'investissement basé sur une formule sur la partie capitaux propres présumée du capital investi dans les actifs réglementés, ce qui est considéré comme la base tarifaire. Pour OPG, la base tarifaire représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à tarifs réglementés en service et une provision pour le fonds de roulement. Aux termes du *Règlement de l'Ontario 53/05* en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit respecter certaines exigences relatives à l'établissement de tarifs réglementés pour les installations visées d'OPG. Les résultats des demandes de tarifs réglementés déposées par OPG auprès de la CEO déterminent en grande partie les revenus de la Société et peuvent avoir une incidence importante sur sa situation financière.

Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés approuvés par la CEO pour l'électricité produite par les centrales à tarifs réglementés en Ontario pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 en vigueur à la date du présent rapport de gestion :

(\$/MWh)	2018	2019	2020	2021
Production nucléaire réglementée				
Tarif réglementé de base ¹	78,64	77,00	85,00	89,70
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	2,88	7,71	5,64	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	1,05	4,99	4,32	6,13
Total du tarif réglementé	82,57	89,70	94,96	95,83
Production hydroélectrique réglementée				
Tarif réglementé de base ⁴	42,05	42,51	43,15	s. o.
Avenant visant le recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire ²	0,13	0,35	0,24	-
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ³	0,52	2,60	2,26	2,05
Total du tarif réglementé	42,70	45,46	45,65	s. o.

¹ Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires ont été fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus annuels tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires n'incluent aucun montant reporté dans le compte de report lié au nivellement des tarifs.

² Dans son ordonnance du montant des paiements publiée en mars 2018, la CEO a autorisé des avenants tarifaires distincts pour la production d'électricité réglementée d'OPG afin de permettre le recouvrement du manque à gagner entre les nouveaux tarifs de base réglementés approuvés et en vigueur le 1^{er} juin 2017 et les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement qu'OPG a continué de recevoir pendant la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018. Le montant du manque à gagner pour la période intermédiaire dont le recouvrement est approuvé a été comptabilisé à titre d'augmentation des revenus et d'actif réglementaire et est recouvré entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2020 au moyen d'avenants tarifaires. La CEO a déterminé qu'aucun mécanisme d'ajustement ne sera mis en œuvre pour les écarts de recouvrement du manque à gagner pour la période intermédiaire découlant des écarts entre les prévisions de production d'électricité ayant servi à établir les avenants tarifaires et la production d'électricité réelle sur la base de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts.

³ Les écarts liés au recouvrement des soldes des comptes réglementaires découlant d'écarts entre les prévisions de production d'électricité ayant servi à établir les avenants tarifaires et la production d'électricité réelle sur la base de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts sont ajustés auprès des clients au moyen des comptes d'écarts réglementaires autorisés par la CEO.

⁴ Pour 2021, les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques réglementées seront fixés grâce à un ajustement déterminé selon la formule de réglementation incitative approuvée par la CEO et des indices d'inflation publiés par la CEO.

Les tarifs de base réglementés en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de la CEO de mars 2018, selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et un cadre de réglementation incitative adapté pour les centrales nucléaires. L'ordonnance du montant des paiements tient compte des observations contenues dans la décision de la CEO publiée en décembre 2017 sur la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2017 à 2021.

Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017 sont fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, avec certains ajustements, selon une formule approuvée qui prend en compte un facteur d'inflation pondérée propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire. Les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017 ont été établis en fonction des besoins en revenus approuvés pour la période 2014-2015 qui tient compte des charges d'exploitation autorisées par la CEO et d'un rendement de la base tarifaire pour les centrales hydroélectriques réglementées.

La CEO a approuvé les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques réglementées pour 2019 et 2020 selon la formule approuvée et les indices d'inflation respectivement en décembre 2018 et décembre 2019. Pour 2021, les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques réglementées doivent être déterminés avant le début de l'exercice au moyen de la formule approuvée et des indices d'inflation.

Les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui permet de reporter une partie des besoins en revenus annuels tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, dans le but de stabiliser les variations de l'ensemble des tarifs réglementés pondérés par la production d'OPG sur douze mois, conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*. En ce qui concerne les centrales nucléaires, les besoins en revenus approuvés pour chacune des années allant de 2017 à 2021 sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et sur le rendement de la base tarifaire. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, les besoins en revenus de la production nucléaire sont ajustés du montant des revenus d'OPG, déduction faite des coûts, tirés de la location des centrales nucléaires Bruce à Bruce Power, de sorte que les revenus d'OPG font diminuer les besoins en revenus tirés de la production nucléaire et que les coûts d'OPG les font augmenter.

En vertu de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018, un montant de 102 millions de dollars des besoins en revenus pour la production nucléaire approuvés a été reporté en 2019 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs aux fins de recouvrement futur en 2019, et un montant de 391 millions de dollars sera reporté en 2020. Les montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs sont comptabilisés à titre de revenus du secteur Production nucléaire réglementée au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. Selon le règlement, la CEO doit autoriser le recouvrement des montants reportés et des intérêts à un taux sur la dette à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvés par la CEO, sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington. La CEO a déterminé qu'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne devait être reporté pour 2017, 2018 et 2021.

Généralement, les comptes de report et d'écarts (comptes réglementaires) sont établis par la CEO pour tenir compte, aux fins d'examen et d'approbation ultérieurs, des écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui avaient 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. Ces montants aident habituellement à atténuer les risques et incertitudes auxquels sont exposés l'entité réglementée et ses clients. Certains des comptes réglementaires sont établis conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les avenants tarifaires visant à recouvrer ou à rembourser les soldes approuvés dans les comptes réglementaires en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 ont été établis conformément à l'ordonnance du montant des paiements de la CEO de mars 2018 et, à compter de 2019, à la décision et à l'ordonnance de la CEO publiées en février 2019 relatives à la demande de reprise du compte de report et d'écarts d'août 2018 d'OPG. Les revenus tirés du recouvrement des soldes des comptes réglementaires ont été en grande partie contrebalancés par l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés relativement à ces soldes aux bilans consolidés. La décision et l'ordonnance de la CEO publiées en février 2019 sont analysées plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux* sous *Vigueur financière – Faits nouveaux*. Les comptes réglementaires d'OPG sont décrits à la note 9 des états financiers consolidés audités de 2019 d'OPG.

Production non réglementée

Tous les actifs de production non réglementée d'OPG situés en Ontario sont visés par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Les actifs de production non réglementée aux États-Unis dégagent des revenus d'une combinaison de contrats d'approvisionnement en énergie et en capacité, dont les dates d'échéance vont de 2021 à 2039, et en offrant de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité au comptant.

Au 31 décembre 2019, les contrats visant les actifs de production situés en Ontario avaient les dates d'échéance suivantes :

Centrale	Type de production	Durée	Date d'échéance contractuelle
Centrale Lennox	Pétrole ou gaz naturel	10 ans	Septembre 2022
Centrale Atikokan	Biomasse	10 ans	Juillet 2024
Centrale Brighton Beach	Gaz naturel	20 ans	Juillet 2024
Centrale solaire Nanticoke	Solaire	20 ans	Mars 2039
Centrales Lac Seul et Ear Falls	Hydroélectrique	50 ans	Février 2059
Centrale Healey Falls	Hydroélectrique	50 ans	Avril 2060
Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute	Hydroélectrique	50 ans	Décembre 2060
Centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling ¹	Hydroélectrique	50 ans	Janvier 2064
Centrale Peter Sutherland Sr.	Hydroélectrique	50 ans	Mars 2067

¹ Ces centrales sont aussi connues sous le nom centrales Lower Mattagami.

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 2019 et 2018.

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2019	2018
Revenus	6 022	5 537
Charges liées au combustible	677	671
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 788	2 825
Amortissement	1 073	784
Autres charges (gains), montant net ¹	87	(174)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 397	1 431
Intérêts débiteurs, montant net	64	77
Charge d'impôts	190	141
Bénéfice net	1 143	1 213
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 126	1 195
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ²	17	18
<i>Production d'électricité (TWh)³</i>	77,8	74,0
<i>Flux de trésorerie</i>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 606	1 687
<i>Dépenses d'investissement⁴</i>	1 991	1 859
<i>Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité</i>		
Production nucléaire réglementée	632	351
Production hydroélectrique réglementée	619	594
Production visée par contrat et autre	271	301
Total des secteurs d'activité de production d'électricité	1 522	1 246
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(113)	(117)
Divers ¹	(12)	302
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 397	1 431
<i>Coût total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh)⁵</i>	50,82	53,24
<i>RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu (%)⁵</i>	8,2	9,5

¹ Pour 2018, comprend le gain avant impôts sur la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview.

² Renvoie à la participation de 25 % de Amisk-oo-Skow Finance Corporation, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, à la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership, à la participation de 15 % d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation dans Nanticoke Solar LP, à la participation de 5 % d'une société en propriété exclusive de la Première Nation Mississaugas of the Credit dans Nanticoke Solar LP, et aux participations sans contrôle dans certaines centrales de production d'électricité aux États-Unis.

³ Comprend la quote-part d'OPG de la production d'électricité des centrales que la Société détient en copropriété ou dans lesquelles elle détient des participations sans contrôle.

⁴ Comprend les variations nettes des montants à payer et exclut l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach le 30 août 2019.

⁵ Le coût total de la production de l'entreprise par MWh et le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu sont des mesures financières non conformes aux PCGR qui ne sont pas définies par les PCGR des États-Unis. Pour d'autres renseignements au sujet des mesures non conformes aux PCGR, se reporter à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 1 126 millions de dollars pour 2019, en baisse de 69 millions de dollars par rapport à celui de 2018. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a été de 1 397 millions de dollars pour 2019, soit une diminution de 34 millions de dollars par rapport à celui de 2018.

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

- Un gain ponctuel avant impôts de 273 millions de dollars à la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview comptabilisé dans le bénéfice net à la conclusion de la transaction au premier trimestre de 2018
- Une augmentation de la dotation aux amortissements de 63 millions de dollars pour les secteurs d'activité de production d'électricité, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée au recouvrement des soldes dans les comptes réglementaires, principalement en raison de l'amortissement des actifs de production d'hydroélectricité aux États-Unis acquis en novembre 2018 et en octobre 2019 et de la centrale Brighton Beach acquise en août 2019, et de l'amortissement des nouveaux actifs mis en service

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

- Une hausse de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée de 2,6 térawatts heures (TWh), ce qui a fait augmenter les revenus, déduction faite des charges liées au combustible, d'environ 189 millions de dollars
- Une baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 62 millions de dollars pour les secteurs d'activité de production d'électricité, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions dans le secteur Production nucléaire réglementée, en partie contrebalancé par les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des activités acquises aux États-Unis et de la centrale Brighton Beach
- Une augmentation des revenus de 46 millions de dollars provenant du secteur Production visée par contrats et autre, essentiellement tirée des activités acquises aux États-Unis et de la centrale Brighton Beach, déduction faite de l'incidence de la fermeture de la centrale Thunder Bay en 2018

Les intérêts débiteurs, montant net ont reculé de 13 millions de dollars en 2019, comparativement à ceux de 2018. Le recul s'explique avant tout par la hausse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington, en partie contrebalancée par la hausse des frais d'intérêts en raison de l'émission nette de titres d'emprunt, compensés par les intérêts créditeurs.

La charge d'impôts pour 2019 a augmenté de 49 millions de dollars par rapport à celle de 2018. L'augmentation résulte principalement d'une diminution des impôts sur les bénéfices en 2018 par suite de la comptabilisation d'un crédit d'impôt remboursable de 87 millions de dollars, en partie contrebalancée par le montant plus élevé de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires en 2019.

Production d'électricité

La production d'électricité pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

(TWh)	2019	2018
Production nucléaire réglementée	43,5	40,9
Production hydroélectrique réglementée	30,5	29,8
Production visée par contrat et autre ^{1, 2}	3,8	3,3
Total de la production d'électricité d'OPG	77,8	74,0
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ³	71,8	73,7

¹ Comprend la quote-part d'OPG de la production d'électricité des centrales détenues en copropriété ou dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire.

² En 2019, comprend 1,2 TWh de production d'électricité provenant des installations aux États-Unis acquises le 27 novembre 2018 et le 7 octobre 2019. En 2018, comprend 0,1 TWh provenant des installations aux États-Unis acquises le 27 novembre 2018.

³ Calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG en Ontario.

Le total de la production d'électricité d'OPG a augmenté de 3,8 TWh en 2019 en raison de l'augmentation de la production d'électricité de l'ensemble des secteurs d'activité d'OPG.

L'augmentation de la production d'électricité de 2,6 TWh dans le secteur Production nucléaire réglementée en 2019 découle principalement du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée et non planifiée à la centrale Pickering.

L'augmentation de la production d'électricité de 0,7 TWh dans le secteur Production hydroélectrique réglementée en 2019 s'explique principalement par hausse du débit de l'eau presque partout dans la province, particulièrement au printemps 2019.

La production d'électricité dans le secteur Production visée par contrat et autre s'est accrue de 0,5 TWh en 2019, essentiellement en raison de la production des centrales aux États-Unis qui ont été acquises en novembre 2018 et en octobre 2019, en partie contrebalancée par la baisse de la production d'électricité dans les centrales liées par contrats en Ontario, ce qui reflète la baisse du débit de l'eau dans la deuxième moitié de 2019.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la demande d'électricité en Ontario, comme elle a été présentée par la SIERE, s'est établie à 135,1 TWh, comparativement à 137,4 TWh pour la période correspondante de 2018, à l'exclusion des exportations d'électricité à l'extérieur 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 surproduction d'énergie de base en Ontario a été plus élevée en 2019 qu'en 2018, principalement en raison de la baisse de la demande d'électricité et la hausse du débit de l'eau dans la plupart des rivières de la province. L'incidence sur la marge brute de la production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire en 2019 et 2018 a été contrebalancée par l'incidence d'un compte d'écarts réglementaire autorisé par la CEO. La production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 3,3 TWh en 2019 et de 3,2 TWh en 2018. OPG n'a pas renoncé à la production d'électricité de ses centrales nucléaires en raison de la production excédentaire.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 606 millions de dollars en 2019, contre 1 687 millions de dollars en 2018. L'augmentation est surtout attribuable à la hausse des entrées de fonds provenant de la production d'électricité dans les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée, ce qui reflète l'accroissement de la production d'électricité et l'augmentation des avenants tarifaires en vigueur en 2019 et l'incidence des activités acquises aux États-Unis et de la centrale Brighton Beach, compensées par les répercussions de la fermeture de la centrale Thunder Bay en 2018.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Production nucléaire réglementée – compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington	430	413
Production nucléaire réglementée – projet de réfection de la centrale Darlington	1 151	1 079
Production hydroélectrique réglementée	204	167
Production visée par contrat et autre ¹	129	135
Autres	77	65
Total des dépenses d'investissement²	1 991	1 859

¹ Exclut l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach le 30 août 2019.

² Inclut les variations nettes des montants à payer.

Le total des dépenses d'investissement pour 2019 a augmenté de 132 millions de dollars comparativement à celui de 2018, essentiellement en raison de l'augmentation des dépenses relatives au projet de réfection de la centrale Darlington de 72 millions de dollars témoignant de l'exécution des activités de réfection planifiées à l'égard de l'unité 2 et de la préparation de la réfection des autres unités. Compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington, l'augmentation de 17 millions de dollars des dépenses d'investissement pour le secteur Production nucléaire réglementée est essentiellement liée aux investissements visant à assurer la pérennité des activités de la centrale Darlington.

L'augmentation de 37 millions de dollars des dépenses d'investissement dans le secteur Production hydroélectrique réglementée reflète principalement les dépenses relatives au projet de remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I, à la réparation et à la mise à niveau de l'unité G5 de la centrale Sir Adam Beck I, au remplacement du bloc du barrage de régulation n° 2 de la centrale Caribou Falls et aux dépenses d'investissement au sein du groupe de centrales Northwest, le tout contrebalancé par la baisse des fonds affectés au projet de la centrale Ranney Falls.

La baisse des dépenses d'investissement de 6 millions de dollars dans le secteur Production visée par contrat et autre reflète principalement la baisse des dépenses à l'égard de la centrale solaire Nanticoke, qui a été largement contrebalancée par les dépenses au titre des travaux de réparation et de mise à niveau à l'unité 1 de la centrale hydroélectrique Little Long et d'autres projets aux centrales de production Lower Mattagami, l'acquisition de la centrale hydroélectrique Little Quinnesec dans l'État du Wisconsin et les dépenses relatives aux actifs de production hydroélectrique aux États-Unis acquis en novembre 2018 et en octobre 2019. L'augmentation de 8 millions de dollars des Autres dépenses d'investissement s'explique principalement par les investissements continus dans des solutions numériques axées sur la rentabilité opérationnelle.

De plus amples renseignements sur les principaux projets de la Société se trouvent à la rubrique, *Faits nouveaux – Faits nouveaux relatifs à l'excellence des projets*.

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. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les douze mois clos le 31 décembre 2019 s'est établi à 8,2 % contre 9,5 % pour la période correspondante de 2018.

La diminution du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu découle surtout du gain comptabilisé à la vente de l'ancien site de la centrale Lakeview et à la réduction de la charge d'impôts en raison d'un crédit d'impôt remboursable lié au paiement d'un dividende spécial à l'actionnaire, les deux comptabilisés au premier trimestre de 2018, en partie contrebalancés par la hausse des revenus attribuable à l'augmentation de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en 2019. Le gain à la vente de l'ancienne centrale Lakeview et le crédit d'impôt remboursable ont eu une incidence positive d'environ 2,2 % sur le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les douze mois clos le 31 décembre 2018.

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 50,82 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 contre 53,24 \$ pour la période correspondante de 2018. La baisse du coût total de la production de l'entreprise par MWh découle surtout de l'augmentation de la production d'électricité et la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration dans les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée, contrebalancées en partie par la hausse des dépenses d'investissement dans ces deux secteurs.

Les dépenses liées à des projets d'aménagement de centrales, au projet de réfection de la centrale Darlington et à d'autres grands projets, comme le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long, et des transactions et des initiatives liées au développement sont exclues du coût total de la production de l'entreprise par MWh.

Faits nouveaux – Excellence opérationnelle

Cote de rendement exemplaire attribuée par la WANO à la centrale Pickering

Au quatrième trimestre de 2019, OPG a participé à une évaluation de suivi par des 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 ainsi que sur l'évaluation de l'état du matériel et des zones fonctionnelles et interfonctionnelles de la centrale. Selon les résultats de l'évaluation, la centrale Pickering a obtenu une cote de rendement exemplaire et se situe parmi les centrales nucléaires mondiales les plus performantes, ce qui en fait sa meilleure évaluation par des pairs de la WANO.

Conventions collectives

La convention collective antérieure entre la Power Workers' Union (PWU) et OPG est arrivée à échéance en mars 2018. En décembre 2018, le gouvernement de l'Ontario a exigé que le renouvellement de la convention collective soit négocié dans le cadre d'un processus de médiation-arbitrage. Le processus de médiation-arbitrage s'est terminé le 3 avril 2019, l'arbitre ayant rendu sa décision dans laquelle il exigeait des parties qu'elles mettent en œuvre l'entente de principe en regard du renouvellement conclue précédemment, mais non ratifiée. La nouvelle convention collective arrive à échéance le 31 mars 2021.

En prévision de l'expiration de la convention collective d'un an entre la Society of United Professionals (Society) et OPG le 31 décembre 2019, les négociations relatives au renouvellement de la convention collective ont eu lieu au deuxième trimestre de 2019. Les parties ayant été incapables de s'entendre au cours des négociations, elles ont dû aller en médiation-arbitrage en novembre 2019. Le 5 novembre 2019, la sentence arbitrale rendue par l'arbitre nommé visait une convention collective d'une durée de deux ans liant les parties, soit pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2021.

Faits nouveaux – Excellence des projets

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. Au quatrième trimestre de 2019, OPG a achevé le troisième volet important du projet de réfection de l'unité 2, soit le réassemblage de l'unité, et a amorcé le quatrième et dernier volet important, soit la remise en service de l'unité. L'unité 2 devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2020.

Centrale solaire Nanticoke

En mars 2019, la centrale solaire Nanticoke de 44 MW d'OPG située en Ontario sur le site de l'ancienne centrale Nanticoke et sur les terres adjacentes a été mise en service, et la confirmation du début des activités commerciales a été reçue de la SIERE, la date de prise d'effet étant le 1^{er} mars 2019. La centrale est exploitée dans le cadre d'un contrat d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable I (AGER I) conclu avec la SIERE par l'intermédiaire de Nanticoke Solar LP, société en commandite formée par OPG, les Six Nations of the Grand River Development Corporation et la Première Nation Mississauga of the Credit.

Le 31 janvier 2020, les membres de la Nation Ojibway Saugeen ont voté contre le projet de construction d'un dépôt géologique en profondeur proposé par OPG pour la gestion des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité sur des terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western située à Kincardine, en Ontario. Le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité était la solution privilégiée par OPG pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité. OPG respecte la décision de la communauté de la Nation Ojibway Saugeen et maintiendra son engagement antérieur à ne pas réaliser le projet à ce site sans l'appui de la Nation Ojibway Saugeen. OPG évaluera d'autres solutions possibles pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et participera, avec les principales parties prenantes, à tout processus de sélection d'un nouveau site. Ce processus reposera également sur la participation des communautés autochtones et des municipalités concernées. En raison des incertitudes importantes entourant les solutions de remplacement potentielles et l'estimation de leur coût à l'heure actuelle, notamment de facteurs indépendants de la volonté de la Société, aucun ajustement des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (passif nucléaire) n'a été comptabilisé au 31 décembre 2019 par suite du vote de la communauté de la Nation Ojibway Saugeen.

Faits nouveaux sur la vigueur financière

Faits nouveaux – Acquisition

Acquisition de Cube Hydro

Le 7 octobre 2019, OPG a acquis la totalité de la participation dans Cube Hydro Partners, LLC et sa société liée Helix Partners, LLC pour un prix d'acquisition de 1,12 milliard de dollars américains, y compris la dette reprise et sous réserve des ajustements d'usage au fonds de roulement. La contrepartie totale versée, déduction faite de la dette reprise, s'est établie à environ 845 millions de dollars américains (1,12 milliard de dollars canadiens), sous réserve de l'établissement final des ajustements d'usage au fonds de roulement et autres ajustements. Cube Hydro est une plateforme d'hydroélectricité d'une capacité de production en service de 385 MW répartie entre 19 centrales hydroélectriques situées dans le nord-est et le sud-est des États-Unis et qui vient accroître l'envergure des activités de production d'hydroélectricité d'OPG aux États-Unis acquises auprès d'Eagle Creek Renewable Energy, LLC (Eagle Creek) en 2018. Les activités de Cube Hydro sont en voie d'être fusionnées avec celles d'Eagle Creek. L'entreprise regroupée exercera ses activités à titre de filiale en propriété exclusive d'OPG sous la dénomination d'Eagle Creek Renewable Energy, et avait une capacité de production en service totale de 627 MW au 31 décembre 2019. Les résultats de Cube Hydro et d'Eagle Creek sont inclus dans le secteur Production visée par contrat et autre.

Acquisition de la centrale Brighton Beach

Le 30 août 2019, OPG a acquis, auprès d'ATCO Power Canada Ltd., filiale de Canadian Utilities Limited, la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach alimentée au gaz naturel à cycle combiné pour un montant de 200 millions de dollars, y compris la dette reprise. La centrale Brighton Beach, située à Windsor, en Ontario, dispose d'une capacité de production en service d'environ 560 MW et fait l'objet d'une convention de conversion d'énergie venant à échéance en 2024. La centrale Brighton Beach est exploitée par une filiale en propriété exclusive d'OPG et ses résultats sont inclus dans le secteur Production visée par contrat et autre.

Entente visant l'acquisition du portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

En juillet 2019, OPG, par l'entremise d'une nouvelle filiale, a conclu une convention d'achat et de vente avec des affiliés de Corporation TC Énergie en vue d'acquérir un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario pour un montant de 2,87 milliards de dollars, sous réserve d'ajustements d'usage au fonds de roulement et d'autres ajustements d'usage. Le portefeuille comprend la centrale Napanee de 900 MW, la centrale Halton Hills de 683 MW et la participation résiduelle de 50 % dans la centrale PEC de 550 MW. L'acquisition est assujettie à des conditions de clôture, notamment la réception d'approbations réglementaires et le début des activités commerciales à la centrale Napanee. Un avis préalable à la fusion et une demande de certificat de décision préalable ont été déposés auprès du Commissaire de la concurrence, et l'examen est actuellement en cours. L'acquisition devrait être clôturée vers la fin du premier trimestre de 2020.

Tous les actifs acquis de TC Énergie sont exploités en vertu de CAE avec la SIERE, lesquelles viennent à échéance de 2029 à 2040. La production d'électricité de ces actifs alimentés au gaz naturel est une composante importante pour assurer la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, et vient s'ajouter aux sources variables de production d'électricité de la province, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Décisions de la CEO concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG

En février 2019, la CEO a publié une décision et une ordonnance dans lesquelles elle approuvait une entente de règlement intégral conclue par OPG et les intervenants autorisant l'utilisation des comptes réglementaires demandée par OPG dans une demande déposée en août 2018. La décision et l'ordonnance approuvaient le recouvrement d'un montant total de 1,3 milliard de dollars correspondant à certains montants comptabilisés dans les comptes 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 au 31 décembre 2017, les soldes d'autres comptes réglementaires accumulés entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2017 et les incidences fiscales connexes, sans ajustement. La décision et l'ordonnance permettent à OPG de recouvrer un montant de 535 millions de dollars sur les soldes approuvés sous la forme d'avenants tarifaires additionnels sur la production nucléaire et d'hydroélectricité réglementée pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Les soldes approuvés restants seront recouvrés après 2021.

En décembre 2019, la CEO a approuvé l'ajustement annuel de la formule dans le but d'accroître le tarif réglementé de base pour les centrales hydroélectriques réglementées, pour le faire passer à 43,15 \$/MWh à compter du 1^{er} janvier 2020, comme l'avait proposé OPG.

Les tarifs réglementés de base et les avenants tarifaires déjà approuvés sont analysés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée* sous *Production réglementée*.

Faits nouveaux – Financement

Émission de billets à moyen terme

Le 13 septembre 2019, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 800 millions de dollars dans le cadre du programme de billets à moyen terme de la Société. La Société a émis des billets de premier rang de 500 millions de dollars venant à échéance en septembre 2029, dont le taux d'intérêt nominal est de 2,98 %, et des billets de premier rang de 300 millions de dollars venant à échéance en septembre 2050, dont le taux d'intérêt nominal est de 3,65 %. Le produit net a été affecté au programme d'acquisitions et de dépenses d'investissement de la Société, aux besoins de fonds de roulement et aux fins générales du siège social.

Émission d'obligations vertes

En janvier 2019, OPG a procédé à une deuxième émission d'obligations vertes en vertu de son programme de billets à moyen terme. Les obligations d'un montant de 500 millions de dollars et d'une durée de 30 ans sont assorties d'un taux d'intérêt nominal de 4,25 %. Le produit net tiré de l'émission a servi à financer ou refinancer des projets admissibles, comme définis dans le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, notamment l'acquisition d'Eagle Creek en novembre 2018. Le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG vise des projets qui offrent des avantages environnementaux tangibles.

Modifications à la Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables

Le 9 mai 2019, la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale et a pris effet en novembre 2019. La nouvelle loi modifiait certaines lois touchant le secteur de l'énergie en Ontario, notamment la *Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables*. Selon la nouvelle loi, la Province est responsable du paiement des obligations de capitalisation existantes administrées par Fair Hydro Trust (la Fiducie), tandis qu'OPG est responsable du paiement des coûts d'exploitation de la Fiducie. Étant donné qu'il n'y aura pas de refinancement de l'ajustement global et que la Province est responsable des obligations de financement existantes, y compris des paiements du capital, administrées par la Fiducie, cette dernière se voit interdire l'émission de nouvelles obligations de financement. Par conséquent, OPG a retiré la Fiducie du périmètre de consolidation des résultats financiers consolidés en date du 9 mai 2019, et a décomptabilisé les créances de financement, la dette à long terme et les autres soldes de la Fiducie. Par suite de la déconsolidation, la participation importante de la Société conservée dans la Fiducie est comptabilisée à titre de prêt à recevoir aux bilans consolidés et représente les billets subordonnés émis par la Fiducie à l'intention d'OPG.



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 la Société et grâce à un personnel très compétent et engagé. La sécurité au travail et la sécurité publique sont de grandes priorités dans toutes les activités menées par OPG.

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 2019 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 durable à la centrale Darlington. OPG met aussi l'accent sur l'accroissement de la production d'électricité des centrales, en poursuivant l'amélioration de la fiabilité des centrales et la planification et la mise en œuvre des interruptions.

L'un des objectifs d'OPG est de maximiser la durée d'exploitation des unités de la centrale Pickering dans des conditions sécuritaires et fiables. En lien avec cet objectif, OPG continue de réaliser les travaux planifiés requis pour garantir l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale Pickering jusqu'en 2024, y compris les travaux en vertu des engagements au titre du bilan périodique de la sûreté réalisé antérieurement et du plan de mise en œuvre intégré connexe approuvé par le personnel de la CCSN. Le bilan périodique de la sûreté, qui se veut une évaluation exhaustive de la conception et de l'exploitation de la centrale, a confirmé le niveau de sécurité élevé tout au long de l'exploitation continue de la centrale jusqu'en 2024. À la fin de 2019, les engagements au titre du bilan périodique de la sûreté et du plan de mise en œuvre intégré avaient été respectés selon le calendrier ou en avance sur celui-ci.

En 2019, OPG a réalisé des évaluations préliminaires qui ont démontré que la poursuite de l'optimisation de la fin des activités des unités de la centrale Pickering était sécuritaire et réalisable techniquement et donnerait lieu à des avantages économiques supplémentaires et autres pour la province et OPG. Compte tenu de ces avantages, OPG élabore, avec la Province, un plan de poursuite de l'optimisation de la séquence de fermeture des unités de la centrale Pickering. L'exploitation des unités après le 31 décembre 2024 serait assujettie à l'obtention de l'approbation réglementaire de la CCSN, dans le cadre d'un processus d'audience publique. D'autres analyses et inspections techniques devront être réalisées pour confirmer l'adaptation en place des canaux de combustible et des autres composantes importantes de la centrale à l'appui de la poursuite de l'optimisation de la séquence de fermeture de la centrale. En plus de constituer pour l'Ontario une source d'électricité fiable et rentable durant une période de travaux de réfection des unités de production nucléaire de la centrale Darlington et des centrales nucléaires Bruce, la poursuite des activités à la centrale Pickering contribue à réduire les émissions de dioxyde de carbone et permet à plus de 3 000 employés de conserver leur emploi chez OPG.

OPG continue de faire des investissements stratégiques pour garantir la performance de la centrale Pickering, dans le but d'améliorer la fiabilité de l'équipement et de maximiser la production d'électricité jusqu'à la fin de l'exploitation de la centrale, 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 d'autres travaux critiques et de priorité élevée. Une meilleure fiabilité de l'équipement contribue généralement à réduire les interruptions.

OPG continue également de faire des investissements dans la centrale Darlington pour maintenir des activités sécuritaires et fiables à la centrale au cours des trois prochaines décennies et positionner cette dernière pour qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Outre la réfection des unités de la centrale mentionnée à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence des projets – Réfection de la centrale Darlington*, ces investissements comprennent des investissements dans des initiatives de gestion du cycle de vie et du vieillissement, la mise à niveau des installations et des travaux à l'appui des engagements réglementaires.

L'établissement d'objectifs de rentabilité ambitieux d'après une analyse comparative exhaustive et la prise en compte de l'environnement d'exploitation des centrales nucléaires demeure au centre de la stratégie d'OPG visant à renforcer la performance financière des centrales nucléaires. Les objectifs de rentabilité et 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 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) aux fins de l'approbation par le cabinet. Sur la base du plan directeur du PPIUN, le Bureau du commissaire des incendies et de la gestion des situations d'urgence prépare des plans de mise en œuvre pour chaque site nucléaire important de la province, y compris la centrale Pickering et la centrale Darlington, afin de fournir des directives et des orientations détaillées. En décembre 2017, la Province a approuvé le plan directeur du PPIUN mis à jour. Les modifications comprenaient une nouvelle zone de planification d'urgence de 20 kilomètres autour des centrales nucléaires Darlington et Pickering, de manière à améliorer les mesures de protection pour le public. La Province a publié le Plan de mise en œuvre sur la base du plan directeur du PPIUN mis à jour en 2018 pour la centrale Pickering et en 2019 pour la centrale Darlington. OPG a mis à jour ses plans de préparation en cas d'urgence nucléaire conformément au plan directeur du PPIUN mis à jour et aux Plans de mise en œuvre pour les centrales nucléaires Darlington et Pickering.

Le 12 janvier 2020, le Centre provincial des opérations d'urgence (CPOU), exploité par la Province, a émis des messages d'alerte d'urgence signalant la survenance d'un incident à la centrale Pickering. Cette alerte a été lancée par erreur au cours d'un test de routine réalisé par le CPOU. OPG ne participait pas à ce test et aucun incident ne s'est produit à la centrale Pickering ni dans aucune centrale d'OPG qui aurait nécessité un avis public. Le 27 février 2020, la Province a publié les résultats d'une enquête qui concluaient que l'alerte découlait d'une erreur humaine et qu'elle n'était en rien liée à OPG ou à la centrale Pickering.

OPG conserve un permis de préparation d'emplacement accordé par la CCSN en 2012 lié à la construction éventuelle de réacteurs nucléaires sur le site Darlington. Le permis vient à échéance en 2022. OPG a informé la CCSN de son intention de renouveler le permis et, en décembre 2019, a reçu l'approbation de la CCSN à l'égard de son plan de renouvellement du permis de préparation d'emplacement. OPG a l'intention de soumettre une demande de renouvellement de permis à la mi-2020. OPG recherche des partenaires technologiques potentiels pour le développement du nouveau réacteur nucléaire au site Darlington. Aucune décision n'a été prise quant à la technologie qui sera retenue et la réalisation des projets n'a pas commencé.

Production d'électricité renouvelable

Le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG comprend 54 centrales hydroélectriques réglementées, 12 centrales hydroélectriques non réglementées et une centrale solaire situées en Ontario ainsi que, par l'intermédiaire des filiales américaines en propriété exclusive de la Société, 85 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées partout aux États-Unis.

Les objectifs des activités hydroélectriques d'OPG comprennent notamment l'exploitation et l'entretien des actifs de production de manière sécuritaire, fiable, efficace et rentable, ainsi que l'accroissement de la production des centrales et la réalisation du potentiel d'accroissement de la capacité de production des actifs. OPG tente d'accroître la production des centrales hydroélectriques 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 de production, maintenir et améliorer le niveau de performance opérationnelle et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique. Elle évalue également les possibilités d'élargir son portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable en concluant des acquisitions d'actifs sur les principaux marchés nord-américains.

Compte tenu de la nature à très long terme du portefeuille de centrales hydroélectriques d'OPG, 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. OPG recherche également des possibilités de remettre en état, d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où c'est faisable et économiquement réalisable, un certain nombre de ces projets permettant d'accroître la capacité de production du portefeuille. Au besoin, OPG a également l'intention de réparer, de remettre en état ou de remplacer les structures hydroélectriques civiles vieillissantes.

Outre les projets principaux décrits à la rubrique *Excellence des projets*, les faits saillants des investissements continus d'OPG dans le portefeuille de centrales hydroélectriques existantes en 2019 comprenaient ce qui suit :

- Réalisation des travaux de réparation et de réhabilitation de l'unité 6 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée et de l'unité 2 de la centrale DeCew Falls
- Réalisation des travaux de réparation et de mise à niveau de l'unité 1 de la centrale Little Long, qui ont accru d'environ 4 MW la capacité de production en service du secteur Production visée par contrat et autre
- Réalisation des travaux de réparation et de mise à niveau de l'unité 2 de la centrale High Rock de Cube Hydro, qui a été mise en service en février 2020
- Réalisation du remplacement du système de vannes à glissière automatiques à la centrale Whitedog Falls et du remplacement du barrage de régulation n° 2 de la centrale Caribou Falls
- Réalisation des travaux de construction d'une nouvelle unité à débit minimal à la centrale Swinging Bridge, qui a été mise en service en février 2020
- Début des travaux de la phase d'exécution visant la réparation et la mise à niveau de l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck I

En 2019, les activités hydroélectriques d'OPG ont fait face à des conditions difficiles en raison des niveaux élevés des cours d'eau et de la hausse du débit d'eau attribuables à la crue printanière causée par l'accumulation annuelle importante de neige et les pluies abondantes qu'a connue la majeure partie de l'Ontario. OPG a géré de façon sécuritaire et efficace les conditions qui étaient sous son contrôle. Elle y est arrivée en collaborant avec les parties prenantes, y compris ses partenaires du secteur et différents paliers du gouvernement. Le cas échéant, le plan de préparation et d'intervention en cas d'urgence global d'OPG a été suivi. Après la crue, la Province a nommé un conseiller spécial dont le mandat sera d'évaluer les rôles et les responsabilités actuels des gouvernements, des agences et des organismes participant à la gestion des inondations et d'examiner les mesures prises en 2019. Le conseiller spécial est parvenu à la conclusion qu'il n'y avait pas d'indice que l'erreur humaine ou une exploitation déficiente des structures de contrôle du niveau des eaux était à l'origine des inondations, et que le gouvernement et ses partenaires avaient réduit et atténué efficacement les risques d'inondation. Conformément aux observations du conseiller spécial, OPG a adopté une méthode proactive de gestion des crues en offrant des séances de formation sur le plan de gestion du niveau des eaux aux principales parties prenantes et aux collectivités qui habitent le long des réseaux hydrographiques sur lesquels la Société exerce ses activités.

En juillet 2019, OPG et la New York Power Authority (NYPA) ont révisé le protocole d'entente visant les activités conjointes à la centrale R.H. Saunders sur le fleuve Saint-Laurent conformément à leur entente mutuelle. OPG et la NYPA exercent conjointement des activités à la centrale R.H. Saunders depuis plus de 60 ans, le barrage principal et la centrale constituant une seule structure couvrant l'ensemble du fleuve Saint-Laurent et comprenant 32 générateurs, dont 16 sont détenus et exploités par OPG au Canada et 16 sont détenus et exploités par la NYPA aux États-Unis. Les révisions à l'entente mutuelle devraient donner lieu à des gains d'efficacité sur le plan des processus partagés.

En octobre 2019, OPG a renouvelé l'entente sur les services d'exploitation avec Hydro-Québec qui permet de poursuivre l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale Chats Falls détenue conjointement, un partenariat entre les deux sociétés en place depuis 1928. OPG est responsable de l'exploitation et de l'entretien de cette centrale hydroélectrique de huit unités de 192 MW située sur la rivière des Outaouais près de la frontière entre l'Ontario et le Québec qui fournit de l'électricité aux deux provinces. L'entente d'exploitation définit le cadre d'exploitation et d'entretien de la centrale et du recouvrement des coûts, pour permettre aux deux entreprises de partager leur expertise et leur expérience.

Activités thermiques

Les activités thermiques en propriété exclusive d'OPG sont situées en Ontario et comprennent la centrale Lennox alimentée au diesel et au gaz naturel de 2 100 MW, la centrale Brighton Beach alimentée au gaz naturel de 560 MW et la centrale Atikokan alimentée à la biomasse de 205 MW. La centrale Atikokan est la plus grande centrale en Amérique du Nord à être alimentée entièrement à la biomasse, tandis que la centrale Lennox est la plus grande centrale alimentée au diesel et au gaz naturel du Canada. La centrale Brighton Beach est exploitée par une filiale entièrement détenue d'OPG.

Ces centrales, qui fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, conformément à leur CAE ou à d'autres contrats à long terme, 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 ont permis l'élargissement du portefeuille de production renouvelable de l'Ontario. L'exploitation continue de ces centrales assure à l'Ontario une production de pointe de plus de 2 800 MW.

La stratégie d'exploitation des centrales thermiques d'OPG consiste à garantir leur disponibilité afin qu'elles puissent répondre aux demandes du réseau d'électricité sur leur durée d'utilité restante, en réinvestissant dans les centrales en respectant les contraintes techniques, réglementaires et contractuelles, dans l'attente de pouvoir réaliser un rendement financier approprié.

Déclassement des anciennes centrales thermiques

Les anciennes centrales thermiques qui ne sont plus utilisées pour la production d'électricité sont exclues du secteur Production visée par contrat et autre une fois mises hors service, comme c'est le cas des anciennes centrales Lambton et Nanticoke, qui ont cessé leurs activités en 2013, et de la centrale Thunder Bay, qui a cessé ses activités en 2018. OPG a élaboré un programme exhaustif pour garantir le déclassement de ces centrales de façon sécuritaire et responsable sur le plan de l'environnement. Les coûts de déclassement sont imputés à une provision de déclassement préalablement établie.

La démolition, les activités de nettoyage du site et l'enlèvement de l'équipement et des matériaux pouvant être vendus aux sites des anciennes centrales Lambton et Nanticoke se sont poursuivis en 2019, y compris l'implosion de la centrale électrique de la centrale Nanticoke. La démolition et les activités de nettoyage du site à la centrale Nanticoke devraient être achevées en 2020.

En 2019, tous les systèmes de la centrale Thunder Bay ont été vidés et mis hors tension, et le système de traitement de l'eau externe a été mis en service pour traiter les eaux qui s'écoulent du site, notamment du site d'enfouissement de cendres. Bien que les travaux de déclassement de la centrale se poursuivent, la Société évalue également d'autres solutions pour le site, y compris la vente possible du site.

Accroître l'efficacité et réduire les coûts

Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence opérationnelle, OPG est centrée sur la mise en place de moyens pour améliorer la productivité et réduire les coûts d'exploitation à l'échelle de l'organisation, 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. La Société s'appuie sur les gains d'efficacité réalisés à ce jour grâce aux investissements dans la technologie et l'innovation, aux améliorations aux processus d'affaires et aux modèles de prestation de services internes, aux initiatives de sourcing stratégiques, à l'optimisation des espaces de travail et aux stratégies de recrutement. Des stratégies d'amélioration de la performance en matière de coûts et de capacité organisationnelle continuent d'être mises en place à l'échelle de l'entreprise et des unités fonctionnelles.

La détermination et la recherche continue de gains d'efficacité opérationnelle découlent d'une initiative stratégique à l'échelle de l'entreprise dont la responsabilité de la mise en œuvre et de la surveillance est centralisée pour permettre la mise en œuvre du modèle d'exploitation cible et des stratégies d'affaires de la Société. Bien que cette initiative ait été lancée pour assurer le maintien de la rentabilité des activités d'OPG après la fermeture de la centrale Pickering et l'atténuation des incidences connexes sur l'organisation, elle a été élargie pour appuyer les stratégies d'affaires en évolution de la Société, y compris l'accent mis sur les possibilités de croissance et l'innovation dans le secteur de l'énergie. Par conséquent, l'initiative repose sur une main-d'œuvre très performante et collaborative qui se consacre à l'atteinte des objectifs à long terme d'OPG.

En juin 2019, la Société a annoncé son intention d'ériger un nouveau campus à Clarington, en Ontario. Ce nouveau campus sera un centre énergétique de haute technologie en matière d'énergie qui rassemblera tous les employés des régions de Toronto, de Niagara et de Durham, qui ne sont pas affectés aux centrales, afin de favoriser l'innovation et la collaboration à l'échelle de l'organisation. Le campus devrait comprendre le complexe énergétique de Darlington existant et un nouveau bâtiment, et permettra de réduire l'espace actuellement utilisé par les bureaux d'OPG et les coûts connexes. La construction devrait être terminée d'ici 2024.



Excellence des projets

OPG réalise un certain nombre de projets de développement et autres projets pour maximiser la valeur et élargir son portefeuille de centrales et appuyer le réseau d'électricité de l'Ontario. OPG vise l'excellence en matière de planification et de réalisation de tous les projets d'immobilisations et d'entretien 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 à l'égard de 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 des projets, OPG doit entre autres tirer parti d'un modèle de réalisation des projets évolutif à l'échelle de toutes les unités fonctionnelles qui repose sur les meilleures pratiques du secteur, mettre sur pied des équipes de gestion de projet solides, optimiser les stratégies d'attribution de contrats, retenir les services de fournisseurs compétents et expérimentés, et surveiller et contrôler la réalisation de manière efficace. La réalisation de ces objectifs est facilitée par une équipe centrale de soutien aux projets formée récemment qui veillera à ce que toutes les unités fonctionnelles disposent des processus, des outils et de l'expertise nécessaires pour atteindre l'excellence.

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2019 est présenté ci-dessous.

Projet	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État d'avancement
(en millions de dollars)	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	1 151	6 664	12 800 ¹	Première unité – 2020 Dernière unité – 2026	Le volet important final du projet de réfection de l'unité 2 a été amorcé, et devrait être achevé au deuxième trimestre de 2020 au moment de la remise en service de l'unité 2. Les activités de planification pour la réfection de l'unité 3 progressent comme prévu. Le calendrier et le budget de 12,8 milliards de dollars du projet sont en voie d'être respectés.
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	6	8	650	2023	Au quatrième trimestre de 2019, OPG a lancé la phase d'exécution de ce projet pour améliorer la sécurité des barrages sur la rivière Lower Mattagami en Ontario, ainsi que les activités d'approvisionnement en matériaux critiques, de conception détaillée de la construction et de l'ingénierie et d'obtention des permis. Le projet devrait permettre d'accroître le débit et d'améliorer la fiabilité et l'exploitation du barrage principal de la centrale Little Long d'OPG.
Centrale hydroélectrique Ranney Falls	13	70	77	2020	OPG a terminé les travaux de construction et poursuit la mise en service d'une nouvelle centrale électrique d'une seule unité de 10 MW qui remplacera une unité existante qui est en fin de vie, de façon à doubler la capacité de production en service de la centrale Ranney Falls, qui fait partie du secteur Production hydroélectrique réglementée. En raison de problèmes liés à la composante équipement, la mise en service du projet a été repoussée au premier semestre de 2020. Le budget du projet continue d'être respecté.
Dépôt géologique en profondeur pour la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	5 ²	218 ²			Le 31 janvier 2020, les membres de la Nation Ojibway Saugeen ont voté contre le projet de dépôt géologique en profondeur proposé par OPG pour la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sur les terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western à Kincardine, en Ontario. OPG respecte la décision de la communauté de la Nation Ojibway Saugeen. OPG évaluera d'autres solutions pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité et fera participer les principales parties prenantes au nouveau processus de sélection du site.

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 et déqualifiées des 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 de production devrait prolonger d'au moins 30 ans la durée de vie de la centrale. Le budget 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, l'unité 2, devrait maintenant être remise en service au deuxième trimestre de 2020, et la dernière unité devrait être achevée en 2026. Le calendrier et le budget de 12,8 milliards de dollars du projet sont en voie d'être respectés.

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

- Déchargement et manipulation de combustible : travaux de déchargement des réacteurs et de réfection de l'équipement de manipulation de combustible
- 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
- 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 comprenant un certain nombre de projets comme le remplacement ou la réparation de certaines autres composantes de la centrale

Les travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison constituent le principal sous-projet et correspondent à la majeure partie du calendrier de chemin critique.

Ces importants sous-projets sont réalisés dans le cadre de quatre volets importants dans chaque unité :

- La fermeture, qui nécessite le retrait du combustible du réacteur et la séparation physique de l'unité en cours de réfection des autres unités en exploitation, une opération connue sous le nom d'îlotage
- Le démontage, qui nécessite le retrait des composantes du réacteur, comme les tubes de liaison, les canaux de combustible et les tubes de calandre
- Le réassemblage, soit l'approvisionnement en nouvelles composantes du réacteur, leur installation et leur inspection
- La mise sous tension, qui requiert le chargement du nouveau combustible dans le réacteur, la remise en état de la voûte du réacteur, la reconnexion de l'unité au reste de la centrale et la remise en service de l'unité

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 l'unité 2 en octobre 2016, comme prévu. L'unité a été mise à l'arrêt le 15 octobre 2016. Le volet Fermeture du projet de réfection de l'unité 2 a été achevé en 2017, et le volet Démontage, en 2018.

En 2019, OPG a poursuivi et achevé la réalisation du volet Réassemblage du projet de réfection de l'unité 2. Au deuxième trimestre de 2019, l'étape d'installation des tubes de liaison inférieurs du projet, l'étape d'installation des tubes de liaison supérieurs et médians et le remplissage du modérateur avec de l'eau lourde qui est utilisée pour produire de l'énergie nucléaire ont été achevés avec succès. Des problèmes se sont posés quant au respect du rythme prévu d'installation des tubes de liaison inférieurs, par conséquent l'échéancier d'installation s'est prolongé jusqu'en octobre 2019. Le volet Réassemblage a été achevé au quatrième trimestre de 2019, une fois l'étape de l'installation des tubes de liaison inférieurs du projet terminée.

Le volet Mise sous tension du projet de réfection de l'unité 2 a commencé en novembre 2019 par le chargement du nouveau combustible dans le réacteur qui a été achevé à la fin de novembre 2019. Le système de caloportage principal a été rempli d'eau lourde avec succès en janvier 2020. La remise en état de la voûte du réacteur est en cours, notamment le retrait des cloisons afin de reconnecter l'unité 2 aux unités fonctionnelles. La remise en état de la voûte devrait être achevée vers la fin du premier trimestre de 2020. L'achèvement de cette étape correspondra à la fin des travaux de construction, à la reconnexion complète de l'unité 2 à la centrale et à la transition de l'unité aux activités de redémarrage. Il est prévu que l'unité 2 sera remise en service au deuxième trimestre de 2020.

Outre les activités de réfection de l'unité 2, OPG a réalisé la quasi-totalité des projets préalables requis, y compris la construction des installations, la mise à niveau des infrastructures et les améliorations physiques en matière de sécurité. Ces projets préalables font partie intégrante du projet de réfection et de l'exploitation continue de la centrale Darlington. Le projet préalable final, la construction des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, est presque entièrement achevé et les installations devraient être mises en service à la date requise pour le début des activités de réfection de l'unité 3, deuxième unité à faire l'objet d'une réfection. OPG a également achevé tous les travaux requis à la fin de 2019 conformément aux exigences contenues dans le plan de mise en œuvre intégré approuvé par le personnel de la CCSN pour la centrale. Le plan de mise en œuvre intégré comprend des mesures déterminées auparavant dans le cadre d'une série d'évaluations réalisées par OPG conformément aux exigences réglementaires de la CCSN applicables liées au prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires.

La planification et les activités préalables à la réfection de l'unité 3 continuent de progresser selon le calendrier global du projet, et incorporent l'expérience acquise jusqu'ici dans la réfection de l'unité 2. La réfection de l'unité 3 devrait commencer au deuxième trimestre de 2020. Au 31 décembre 2019, 488 millions de dollars avaient été investis dans la planification et les activités préalables liées à la réfection de l'unité 3, y compris l'approvisionnement en matériaux et en composantes à longs délais d'approvisionnement.

Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long

En janvier 2019, OPG a mis en œuvre un plan d'amélioration de la sécurité des barrages sur la rivière Lower Mattagami en Ontario, essentiellement par l'intermédiaire du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. Le projet permettra d'accroître le débit du barrage et d'apporter d'autres améliorations au chapitre de la fiabilité et de l'exploitation au barrage principal de la centrale Little Long, permettant ainsi à la Société de se conformer aux exigences mises à jour en matière de sécurité des barrages prescrites par la Province. La phase d'exécution du projet a commencé au quatrième trimestre de 2019 alors qu'ont débuté les activités d'approvisionnement en matériaux critiques, de conception détaillée de la construction et de l'ingénierie et d'obtention des permis. La mise en service est prévue en 2023 et le budget du projet est de 650 millions de dollars. Le barrage de la centrale Little Long appuie les centrales hydroélectriques d'OPG sur la rivière Lower Mattagami, qui sont présentées dans le secteur Production visée par contrat et autre.

Remplacement des unités G1 et G2 de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck I

OPG a lancé un projet de remplacement des deux plus anciennes unités de la centrale Sir Adam Beck I qui utilisaient une technologie de fréquence d'alimentation de 25 hertz (Hz) désuète avant d'être déclassées en 2009. La conversion de ces unités à une technologie standard de 60 Hz devrait permettre d'ajouter environ 125 MW à la capacité de production, ce qui fera en sorte que ces pièces maîtresses du portefeuille de centrales hydroélectriques de la Société pourront continuer de produire de l'énergie propre et de façon rentable pour encore plusieurs décennies. En 2019, OPG a retiré les unités déclassées et l'équipement connexe du site et poursuivi les activités initiales de conception et d'ingénierie, et est en voie de finaliser l'estimation détaillée des coûts et du calendrier pour le projet. L'installation de la nouvelle unité G2 devrait commencer au second semestre de 2020, après l'achèvement des activités de conception et d'ingénierie. Le projet devrait être mis en service en 2022, et le coût total devrait se situer dans une fourchette de 120 millions de dollars à 150 millions de dollars. La centrale hydroélectrique Sir Adam Beck I est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.



Vigueur financière

En tant qu'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de maintenir un niveau constant de rendement financier élevé qui assure un niveau de rendement approprié sur l'investissement de l'actionnaire et soutient l'expansion future de la Société.

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, y compris les nouvelles possibilités offertes par l'énergie renouvelable
- 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 bénéfice net et à dégager un rendement de l'investissement de l'actionnaire approprié, tout en tenant compte de l'incidence sur les consommateurs d'électricité 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 l'accroissement prudent de la base tarifaire des actifs productifs de rendement. 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 rendement approprié.

En raison de la décision de la CEO de décembre 2017 sur les tarifs réglementés et de l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liées à la demande tarifaire 2017-2021 d'OPG, les revenus et le bénéfice net ont considérablement augmenté par rapport à ceux de la période où les tarifs réglementés approuvés antérieurement étaient en vigueur, réduisant ainsi considérablement l'incertitude à l'égard des tarifs pour les activités réglementées jusqu'en 2021. Pour accroître davantage la vigueur financière des activités réglementées, OPG continue 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 niveaux de la base tarifaire, le pourcentage de capitaux propres présumé et les taux de rendement des capitaux propres (RCP) fondés sur une formule suivants sont pris en compte dans les tarifs de base réglementés approuvés d'OPG :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	RCP	Capitaux propres ¹	Tarif de base			
			2018	2019	2020	2021
Production nucléaire réglementée ^{2, 4}	8,78 %	45 %	3 446	3 374	7 347	7 711
Production hydroélectrique réglementée ^{3, 4}			s.o.			

¹ La tranche restante de 55 % de la base tarifaire devrait être financée par la dette, et le coût moyen approuvé de 4,6 % par année sera pris en compte dans les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires pour la période 2017-2021.

² Valeur approuvée dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO qui établissait les tarifs de base réglementés pour la période 2017-2021.

³ Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur depuis le 1^{er} juin 2017 sont établis en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, avec certains ajustements, selon une formule approuvée. La base tarifaire, le pourcentage de capitaux propres présumé ou le RCP pour les centrales hydroélectriques réglementées pour la période 2017-2021 ne sont pas approuvés séparément. La base tarifaire pour la production hydroélectrique la plus récente approuvée par la CEO était de 7 490 millions de dollars, le RCP, de 9,33 % et le pourcentage de capitaux propres présumé, de 45 %. Ces données ont toutes été prises en compte dans le calcul des tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017.

⁴ Ne comprend pas les écarts entre les augmentations prévues de la base tarifaire et les augmentations réelles de la base tarifaire pour les investissements admissibles, lorsque les incidences sur les besoins en revenus sont rajustées au moyen de comptes réglementaires, sous réserve de l'examen et de l'approbation de la CEO. Ces écarts sont inclus dans les tarifs de base présentés dans le tableau une fois qu'ils ont été pris en compte dans les tarifs de base réglementés approuvés par la CEO.

OPG continue d'investir pour accroître la base tarifaire des centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées, les dépenses en immobilisations les plus importantes ayant été engagées dans le projet de réfection de la centrale Darlington. Au moment de fixer les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire pour la période 2017-2021, la CEO a tenu 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 la base tarifaire d'ici 2021, à l'exclusion des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts. Les installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts devraient être examinées par la CEO dans le cadre de la nouvelle demande de tarifs de base réglementés pour la production nucléaire d'OPG. Comme il est mentionné à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*, OPG continue aussi de mettre en œuvre un programme d'immobilisations exhaustif à l'échelle des activités de production hydroélectrique réglementées qui comprend l'agrandissement, le réaménagement et la mise à niveau des centrales, lorsque cela est 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 et d'être pris en compte dans la détermination de la base tarifaire dans un avenir prévisible.

L'incidence sur les besoins en revenus des écarts entre le montant et le calendrier des augmentations des tarifs de base approuvées et des augmentations réelles des tarifs de base liées aux investissements d'OPG afin d'accroître la production ou la capacité de production des centrales nucléaires ou hydroélectriques réglementées ou de procéder à leur réfection, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington, est comptabilisée aux fins d'examen et d'utilisation dans un compte d'écarts approuvé par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*.

Les revenus des secteurs réglementés d'OPG tiennent compte du recouvrement des montants accumulés dans les comptes réglementaires. Comme il est mentionné à la rubrique *Faits nouveaux sur la vigueur financière – Décision de la CEO concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG*, en février 2019, la CEO a approuvé le recouvrement demandé par OPG des soldes d'environ 1,3 milliard de dollars de ces comptes réglementaires et des incidences fiscales connexes, et autorisé la Société à recouvrer une tranche de 535 millions de dollars de ces soldes sous la forme d'avenants tarifaires nucléaires et hydroélectriques réglementés additionnels sur la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Le recouvrement des montants visés par les avenants tarifaires contribue positivement aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société. Le montant total des soldes de 1,3 milliard de dollars qui a été approuvé comprenait des soldes de 433 millions de dollars approuvés antérieurement, mais dont le recouvrement n'a pas encore été autorisé par la CEO.

Pour les actifs de production qui ne font pas partie des activités à tarifs réglementés, OPG a comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus à long terme afin de générer un rendement sur investissement approprié. Conformément à cette stratégie, la totalité des installations non réglementées en Ontario sont visées par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. La majorité des CAE sont structurées de façon à permettre le recouvrement des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans les installations sous-jacentes et un rendement du capital investi fondé sur une formule, sous réserve que les installations continuent de satisfaire à leurs obligations contractuelles. Un certain nombre de centrales de la Société situées aux États-Unis sont également assujetties à des conventions d'approvisionnement en énergie et en capacité, et OPG continue de conclure de nouvelles conventions, lorsque c'est approprié. Les autres centrales d'OPG aux États-Unis tirent des revenus des marchés de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus des centrales qui fournissent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros au comptant de l'électricité américains ne représentent qu'une petite partie de l'ensemble des revenus d'OPG, la Société peut conclure de temps à autre des ententes en matière de couverture pour atténuer les risques liés aux prix des marchandises.

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 autres et aux obligations à long terme de la Société. Outre les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, OPG a recours aux sources de financement principales suivantes :

- Papier commercial
- Titrisation d'actifs
- Lettres de crédit
- Facilités de crédit
- Titres d'emprunt à long terme fournis par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO)
- Titres émis dans le cadre d'appels publics à l'épargne
- Financement de projets par des placements privés

Dans le cadre de sa stratégie de financement, la Société mise sur la vigueur de son bilan pour pouvoir émettre de la dette à long terme à coût abordable. 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.

Comme il est mentionné à la rubrique *Faits nouveaux* sous *Faits nouveaux sur la vigueur financière*, *Faits nouveaux – Acquisition*, la Société a conclu des ententes visant à acquérir un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel auprès de TC Énergie. OPG a obtenu des liquidités additionnelles des sources suivantes pour s'assurer qu'elle disposait du financement approprié pour maintenir le niveau actuel de liquidités et satisfaire à ses besoins de financement, compte tenu du programme de dépenses d'investissement et de la clôture de la transaction visant TC Énergie :

- En juillet 2019, OPG a conclu avec la SFIEO une nouvelle entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars venant à échéance le 31 décembre 2021. En août 2019, OPG a émis des billets de premier rang payables à la SFIEO totalisant 100 millions de dollars, venant à échéance en août 2039 dont le taux d'intérêt nominal est de 3,49 %, aux termes de la facilité de crédit. La Société s'attend à modifier la facilité de crédit et à en accroître le montant, pour le faire passer à 1,3 milliard de dollars.
- En octobre 2019, OPG a obtenu un engagement contraignant d'un consortium bancaire pour un emprunt à terme d'un an de 1 milliard de dollars.
- En novembre 2019, OPG a conclu avec un consortium bancaire une facilité de crédit renouvelable de 364 jours, assortie d'une option de prolongation d'un an, d'un montant de 750 millions de dollars américains.

Il est essentiel pour OPG de maintenir une note de crédit de première qualité pour avoir accès à du financement à coût abordable. Au 31 décembre 2019, les notes de crédit de la Société étaient comme suit :

Type de note	DBRS Limited	S&P Global Ratings (S&P)	Moody's Investor Service (Moody's)
Dette de premier rang non garantie (tendance/perspective)	A (bas) (Stable)	BBB+ (Négative)	A-3 (Stable)
Programme de papier commercial – Canada	R-1 (bas)	A-1 (bas)	Non noté
Programme de papier commercial – États-Unis	Non noté	A-2	P-2

En juillet 2019, après l'annonce par la Société qu'elle avait conclu une convention d'achat et de vente en vue de faire l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné auprès de TC Énergie et de la plateforme hydroélectrique américaine Cube Hydro, S&P a confirmé les notes de crédit d'OPG et modifié sa perspective pour la faire passer de stable à négative.

En décembre 2019, la Société s'est vu attribuer une note pour son programme de papier commercial aux États-Unis de 750 millions de dollars américains. Moody's a attribué une note de P-2 au programme de papier commercial aux États-Unis d'OPG et S&P, une note de A-2. Moody's a également attribué une note de A-3 à la dette à long terme de la Société.

Pour plus de précisions sur les facilités de crédit et la situation de trésorerie de la Société, voir la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Bâtir notre entreprise

En tirant parti des possibilités commerciales, 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 prévue 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 au moyen d'analyses financières et d'analyses des risques ainsi que de considérations stratégiques, et OPG envisage de tirer parti de ces possibilités en partenariat avec d'autres entités commerciales, dans les cas où elles cadrent avec les objectifs d'affaires d'OPG.

La stratégie d'OPG comprend le renouvellement et l'expansion du portefeuille de centrales de la Société en Ontario, y compris le réaménagement et l'expansion de sites existants, les nouveaux projets potentiels et les acquisitions d'entreprises. La stratégie repose sur l'expertise en matière d'exploitation et de développement de projets d'OPG et sur ses actifs diversifiés à l'échelle de l'Ontario et aux États-Unis. 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 et perspectives* sous *Excellence opérationnelle* et *Excellence des projets*.

Les possibilités d'acquisition tiennent compte des synergies opérationnelles potentielles, des avantages stratégiques, du rendement financier et du profil de risque. En 2019, OPG a continué d'élargir le portefeuille de centrales de la Société en faisant l'acquisition de Cube Hydro, une plateforme d'hydroélectricité américaine d'une capacité de production en service de 385 MW, et de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach. Eagle Creek a également fait l'acquisition de plusieurs centrales hydroélectriques de plus petite taille en 2019, augmentant la capacité de production en service des activités américaines de la Société d'environ 16 MW. OPG continuera d'élargir son portefeuille de centrales en 2020 grâce à la conclusion prévue de la transaction visant l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario auprès de TC Énergie.

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 du secteur de l'électricité, notamment l'innovation nucléaire, le stockage d'énergie, la production décentralisée, l'électrification des transports et d'autres possibilités de développement commercial. En 2019, OPG et Nordion (Canada) Inc. ont conclu une entente visant l'accroissement de la production du cobalt-60 à la centrale Darlington. Le cobalt-60 est un isotope qui est produit actuellement par OPG à certaines unités de la centrale Pickering et est utilisé principalement dans le secteur de la santé pour stériliser les appareils chirurgicaux et les fournitures médicales. En 2019 également, OPG et une filiale d'Hydro One Limited (Hydro One) ont constitué une société en commandite dans le but de détenir et d'exploiter des bornes de recharge rapide pour les véhicules électriques à l'échelle de l'Ontario, sous la marque Ivy Charging Network.

En décembre 2019, les provinces d'Ontario, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick ont conclu un protocole d'entente visant à faire progresser le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires (PRM). Le protocole d'entente considère les PRM comme la nouvelle génération de réacteurs novateurs, versatiles et évolutifs qui permettra d'accroître les avantages de l'énergie nucléaire sur le plan de la sécurité, de l'économie et de l'environnement. Aux termes du protocole d'entente, les provinces ont convenu de collaborer à l'élaboration d'une analyse de rentabilisation et d'un plan stratégique pour le déploiement des PRM, y compris les possibilités commerciales qui s'offrent au Canada et dans le monde. OPG continue d'évaluer la technologie des PRM comme source d'énergie future sécuritaire, sobre en carbone, fiable et économique.

Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Acceptation sociale

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, et s'efforce d'être un chef de file de l'atténuation de l'incidence des changements climatiques.

Les initiatives et les activités d'acceptation sociale d'OPG sont décrites à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Perspectives

Rendement d'exploitation

En 2020, OPG prévoit que le bénéfice net sera inférieur à celui de 2019, en raison du calendrier d'interruptions cycliques de la centrale Pickering et du calendrier du projet de réfection de la centrale Darlington, ces facteurs devant contribuer à la réduction de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée. L'augmentation des interruptions planifiées à la centrale Pickering devrait également donner lieu à un accroissement des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2020.

La diminution du bénéfice net d'un exercice à l'autre en 2020 devrait être contrebalancée en partie par les revenus générés par la hausse des tarifs de base réglementés pour la production nucléaire approuvés par la CEO et les reports liés au nivellement des tarifs, y compris l'augmentation de la base tarifaire approuvée. L'acquisition anticipée d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel de TC Énergie en 2020 devrait aussi annuler en partie la diminution du bénéfice net d'un exercice à l'autre.

Plusieurs comptes réglementaires continueront de réduire la variabilité relative de la contribution des secteurs d'activités réglementées au bénéfice net de la Société, en particulier pour le secteur Production hydroélectrique réglementée. Ces comptes comprennent entre autres les comptes liés à l'incidence sur la marge brute de la variabilité des débits d'eau et de la production perdue en raison de la production excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées. À ce titre, en 2020, les résultats du secteur Production hydroélectrique réglementée devraient être généralement stables par rapport à ceux de l'exercice précédent. Aucun compte réglementaire n'a été mis en place

relativement à l'incidence de la variabilité de la performance des centrales nucléaires d'OPG sur les revenus tirés des tarifs de base réglementés.

Sur la base des CAE et d'autres contrats conclus pour les actifs non réglementés de la Société et compte tenu des acquisitions réalisées en 2019, OPG prévoit que les activités existantes du secteur Production visée par contrat et autre contribueront à faire en sorte que le niveau des résultats de 2020 sera en général comparable à celui de 2019.

Coût total de la production de l'entreprise

OPG prévoit que le coût total de la production de l'entreprise sera plus élevé en 2020 qu'en 2019, en raison de la baisse de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en lien avec l'accroissement des interruptions planifiées à la centrale Pickering.

En général, la réduction de la production d'électricité nucléaire attribuable aux interruptions pour la réfection de la centrale Darlington se poursuivra et aura une incidence négative sur le coût total de la production de l'entreprise pendant toute la durée du projet. Le coût total de la production de l'entreprise peut également être défavorablement touché par la baisse de la production d'hydroélectricité attribuable aux interruptions pour divers projets de réfection et projets opérationnels importants. La variabilité du programme de dépenses d'investissement de maintien, des interruptions de la production nucléaire planifiées et du débit de l'eau continuera de favoriser les fluctuations du coût total de la production de l'entreprise d'un exercice à l'autre.

Fonds distincts nucléaires

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par le rendement des fonds distincts pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (Fonds distincts nucléaires) constitués en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclu entre OPG et la Province, qui font partie du 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 volatils en raison des conditions du marché des capitaux, y compris les fluctuations de l'indice des prix à la consommation (IPC) de l'Ontario qui a une incidence sur les revenus de la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, et peuvent entraîner des fluctuations des résultats de la Société à court terme. Cette volatilité est atténuée par l'incidence du compte d'écarts 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 liés au maintien de la vigueur financière – Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires*.

Au 31 décembre 2019, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé d'environ 30 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié était surcapitalisé, soit d'environ 1 %, d'après le plan de référence actuel en vertu de l'ONFA. OPG s'attend à ce que le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée continue de présenter des résultats d'exploitation généralement stables d'un exercice à l'autre en 2020, à la condition que les Fonds distincts nucléaires demeurent entièrement capitalisés ou surcapitalisés. La variabilité du rendement des actifs attribuable à la volatilité inhérente aux marchés des capitaux et aux variations de l'ICP de l'Ontario ou les modifications aux estimations de passif de capitalisation lorsque le plan de référence de l'ONFA est mis à jour pourraient faire en sorte que l'un des fonds ou les deux soient sous-capitalisés dans l'avenir. À l'heure actuelle, il est prévu que le plan de référence en vertu de l'ONFA sera mis à jour à la fin de 2021.

Financement et liquidités

La Société prévoit que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation diminueront en 2020 par rapport à ceux de 2019, compte tenu d'une réduction planifiée de la production d'électricité nucléaire et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en lien avec l'accroissement des interruptions planifiées à la centrale Pickering, contrebalancées en partie par l'incidence de l'augmentation des tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés par la CEO et par l'acquisition prévue des centrales alimentées au gaz naturel auprès de TC Énergie.

Compte tenu de la transaction visant TC Énergie et du programme de dépenses d'investissement prévues, OPG prévoit conserver suffisamment de liquidités et satisfaire à ses besoins de financement en 2020 en tirant parti de ses diverses sources de financement. Les sources de financement d'OPG sont décrites à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Vigueur financière – Assurer la disponibilité d'un financement à coût avantageux*.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues d'OPG pour l'exercice 2020 totalisent environ 2,2 milliards de dollars, soit une augmentation par rapport à celles de 2019, compte non tenu de l'incidence de l'activité d'acquisition. La hausse prévue des dépenses d'investissement a trait principalement à la réalisation du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long et du programme de réparation et de mise à niveau de l'unité hydroélectrique des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée, contrebalancés en partie par la diminution des dépenses liées au projet de réfection de la centrale Darlington, compte tenu des activités planifiées des projets de réfection de l'unité 2 et de l'unité 3. À l'exclusion du projet de réfection de la centrale Darlington, les dépenses d'investissement du secteur Production nucléaire réglementée devraient être en général comparables à celles de 2019. La Société continuera également à investir dans les solutions numériques et l'infrastructure pour favoriser l'amélioration de la productivité et du rendement des actifs.

Les projets importants d'OPG sont présentés à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets*.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2019, OPG comptait les quatre secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre

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 Darlington et Pickering qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes autres que de location connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce, y compris les revenus locatifs, les honoraires pour les services de 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 vente d'isotopes et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG.

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 Darlington et Pickering 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 l'électricité produite par les installations nucléaires réglementées Darlington et Pickering 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 de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus générés par les centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG.

Production visée par contrat et autre

Le secteur Production visée par contrat et autre exerce ses activités en Ontario et aux États-Unis, et produit et vend de l'électricité à partir des centrales à tarifs non réglementés de la Société. Le secteur comprend essentiellement les centrales visées par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Certaines centrales aux États-Unis fournissent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros au comptant de l'électricité.

Le secteur Production visée par contrat et autre comprend la quote-part revenant à OPG des revenus comptabilisés à la valeur de consolidation attribuables à sa participation de 50 % dans PEC, qui est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré de 20 ans conclu avec la SIERE qui expire en 2029, et aux autres installations productrices d'électricité dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire.

Le secteur comprend également les revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2019	2018
Production d'électricité (TWh)	43,5	40,9
Revenus	3 831	3 474
Charges liées au combustible	299	283
Marge brute	3 532	3 191
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 201	2 302
Amortissement	674	512
Impôts fonciers	25	26
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	632	351

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 281 millions de dollars en 2019 en regard de 2018. L'augmentation découlait principalement de ce qui suit :

- l'accroissement de 2,6 TWh de la production d'électricité attribuable au nombre moins élevé de jours d'interruption dans l'ensemble des centrales nucléaires, qui a entraîné une hausse des revenus, déduction faite des charges liées au combustible, d'environ 189 millions de dollars;
- l'augmentation d'environ 35 millions de dollars des revenus attribuable principalement à la hausse du montant des besoins de revenus pour la production nucléaire approuvés par la CEO reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs aux fins de recouvrement futur, déduction faite de l'incidence de la diminution des tarifs réglementés de base pour les centrales nucléaires;
- la diminution de 101 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, imputable surtout au nombre moins élevé d'interruptions dans les centrales nucléaires;
- la baisse de 32 millions de dollars des revenus tirés de la production autre que d'électricité, en raison surtout du recul des revenus tirés des ventes d'eau lourde.

L'augmentation des avenants tarifaires liés au recouvrement des soldes des comptes réglementaires en vigueur en 2019 a aussi contribué à une hausse des revenus du secteur en regard de ceux de 2018. Cette hausse des revenus a été contrebalancée en grande partie par une hausse correspondante de la dotation aux amortissements liée à ces soldes.

Les nombres de jours d'interruption planifiée et non planifiée aux centrales nucléaires Darlington et Pickering ont été les suivants :

	2019	2018
Jours d'interruption planifiée		
Centrale Darlington ¹	89,2	111,4
Centrale Pickering	241,9	360,6
Jours d'interruption non planifiée		
Centrale Darlington ¹	52,6	22,1
Centrale Pickering	35,6	129,7

¹ Le nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée ne tient pas compte des interruptions dans les unités pendant toute période au cours de laquelle elles sont en voie de réfection. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington, qui a été mise hors service en octobre 2016 aux fins de réfection, a été exclue du calcul du nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée.

Les variations sur douze mois du nombre de jours d'interruption planifiée sont attribuables au calendrier de maintenance cyclique de chaque centrale et à la réalisation des travaux par la Société pendant l'interruption planifiée. En 2019, des interruptions ont eu lieu à la centrale Darlington pour effectuer de façon sécuritaire des réparations, ce qui a entraîné une augmentation du nombre de jours d'interruption non planifiée par rapport à 2018. En 2018, la centrale Pickering a enregistré un nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée en raison d'importantes quantités de débris d'algues qui encombraient les grilles de prise d'eau à la suite d'intempéries.

Les facteurs de capacité des unités de production des centrales nucléaires Darlington et Pickering ont été les suivants :

	2019	2018
Facteur de capacité des unités de production (%) ¹		
Centrale Darlington	87,4	88,6
Centrale Pickering	87,6	79,1

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 cette mesure depuis octobre 2016, date à laquelle l'unité a été mise hors service aux fins de sa réfection. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est défini à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le facteur de capacité des unités de la centrale Darlington de 2019 était comparable à celui de 2018, étant donné que l'augmentation du nombre de jours d'interruption non planifiée a été en grande partie contrebalancée par la baisse du nombre de jours d'interruption planifiée en raison de l'exécution favorable des travaux pendant l'interruption planifiée.

La hausse du facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering en 2019, en comparaison de 2018, reflète le nombre de jours d'interruption planifiée moins élevé en raison du calendrier de maintenance cyclique de la centrale, de la réalisation favorable des travaux et du nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2019	2018
Revenus	144	131
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	144	131
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	1 007	971
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(894)	(854)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(113)	(117)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est chiffrée à 113 millions de dollars en 2019, comparativement à 117 millions de dollars en 2018, ce qui représente une amélioration du bénéfice de 4 millions de dollars. Cette amélioration découlait de ce qui suit :

- La hausse de 40 millions de dollars du rendement des Fonds distincts nucléaires est surtout attribuable à la croissance de la valeur actualisée du passif de capitalisation sous-jacent selon le plan de référence en vertu de l'ONFA en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2017.
- Cette hausse a été en grande partie contrebalancée par une augmentation de 36 millions de dollars de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs nucléaires, attribuable à l'augmentation de la valeur actuelle de l'obligation sous-jacente pour refléter le passage du temps en 2019.

Étant donné que le Fonds distinct de déclassement et le Fonds pour combustible irradié étaient surcapitalisés en 2019, ils n'ont pas subi l'incidence des rendements du marché et du taux de rendement garanti par la Province pour une partie du Fonds distinct pour combustible irradié. Lorsque les fonds sont surcapitalisés, OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan consolidé à la valeur actualisée des obligations de capitalisation sous-jacentes pendant le cycle de vie selon le plan de référence le plus récent en vertu de l'ONFA. Pour en savoir plus sur la méthode comptable relative aux Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*.

Production hydroélectrique réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2019	2018
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	30,5	29,8
Revenus ¹	1 517	1 425
Charges liées au combustible	336	334
Marge brute	1 181	1 091
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	336	337
Amortissement	224	154
Impôts fonciers	1	1
Autres pertes	1	5
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	619	594

¹ Pour 2019 et 2018, 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 6 millions de dollars et 11 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. Les paiements incitatifs ont été réduits pour éliminer les revenus incitatifs découlant de la production de base excédentaire.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 25 millions de dollars en 2019 en regard de celui de 2018. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des revenus, compte tenu de l'accroissement des tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques réglementées approuvés par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019 et du nombre moins élevé d'interruptions à avoir eu une incidence sur la production des centrales hydroélectriques réglementées en 2019.

L'augmentation des avenants tarifaires liés au recouvrement des soldes des comptes réglementaires en vigueur en 2019 a aussi contribué à une hausse des revenus du secteur en regard de ceux de 2018. Cette hausse a été contrebalancée en grande partie par une hausse correspondante de la dotation aux amortissements liée à ces soldes.

La disponibilité hydroélectrique pour les centrales présentées dans le secteur Production hydroélectrique réglementée se présentait comme suit :

	2019	2018
Disponibilité hydroélectrique (%)¹	86,6	86,0

¹ La disponibilité hydroélectrique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

La disponibilité hydroélectrique a augmenté en 2019 en regard de 2018, du fait principalement du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales hydroélectriques réglementées dans l'est de l'Ontario, contrebalancé en partie par le nombre plus élevé d'interruptions non planifiées dans les centrales hydroélectriques réglementées dans l'est et le centre-sud de l'Ontario.

Production visée par contrat et autre

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2019	2018
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	3,8	3,3
Revenus	637	591
Charges liées au combustible	42	54
Marge brute	595	537
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	220	180
Amortissement	127	83
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	6	8
Impôts fonciers	14	8
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(40)	(44)
Autres (gains) pertes	(3)	1
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	271	301

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 30 millions de dollars en 2019 par rapport à celui de 2018. La diminution du bénéfice du secteur a découlé principalement de ce qui suit :

- la hausse de 40 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, attribuable principalement aux installations hydroélectriques aux États-Unis acquises en novembre 2018 et en octobre 2019 et aux interruptions planifiées aux centrales hydroélectriques de Lower Mattagami, contrebalancées en partie par l'incidence de la fermeture de la centrale Thunder Bay en 2018;
- l'augmentation de 44 millions de dollars de la dotation aux amortissements, découlant surtout de l'acquisition d'installations hydroélectriques aux États-Unis;
- contrebalancée en partie par la hausse de 46 millions de dollars des revenus, du fait essentiellement de l'acquisition des installations hydroélectriques aux États-Unis, de l'acquisition de la centrale Brighton Beach et de la mise en service de la centrale solaire Nanticoke en mars 2019, contrebalancées en partie par l'incidence de la fermeture de la centrale Thunder Bay en 2018;
- la baisse de 12 millions de dollars des charges liées au combustible, surtout aux centrales thermiques, y compris l'incidence de la fermeture de la centrale Thunder Bay en 2018.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques et la disponibilité hydroélectrique des centrales du secteur Production visée par contrat et autre exploitées par OPG se présentaient comme suit :

	2019	2018
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	77,0	78,4
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) ²	2,6	2,5

¹ La disponibilité hydroélectrique reflète les centrales hydroélectriques en Ontario. Les centrales hydroélectriques aux États-Unis acquises le 27 novembre 2018 et le 7 octobre 2019 ne sont pas prises en compte dans ces résultats. La disponibilité hydroélectrique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

² Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques reflète la fiabilité d'une unité de production aux centrales thermiques entièrement détenues d'OPG. La centrale Brighton Beach, dont la participation résiduelle de 50 % a été acquise le 30 août 2019, n'est pas prise en compte dans ces résultats. En 2018, comprend le nombre de jours d'interruption non planifiée à la centrale Thunder Bay avant la cessation de ses activités à compter du 30 juin 2018. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques est défini à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

La diminution de la disponibilité hydroélectrique en 2019 par rapport à celle de 2018 s'explique surtout par le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée aux centrales Lower Mattagami dans le nord-est de l'Ontario.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques a légèrement augmenté en 2019 par rapport à 2018, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Lennox pour des activités de maintenance et de réparation, contrebalancé en partie par le nombre de jours d'interruption planifiée à la centrale Thunder Bay avant la cessation de ses activités à compter du 30 juin 2018.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

OPG a recours à un large éventail de sources de financement pour s'assurer qu'elle dispose de suffisamment de liquidités et qu'elle satisfait à ses besoins de financement, comme il est mentionné la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Vigueur financière – Assurer la disponibilité d'un financement à coût avantageux*. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; la réalisation de projets importants et l'acquisition d'entreprises; 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; et l'obtention de fonds de roulement général.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2019 et 2018 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	313	234
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 606	1 687
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 279)	(2 504)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	854	895
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	4	1
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	185	79
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	498	313

Les flux de trésorerie provenant des activités 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 capitalistique. Elle 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 2019 ont augmenté de 775 millions de dollars par rapport à ceux de 2018. L'augmentation a découlé principalement de l'acquisition de Cube Hydro le 7 octobre 2019, de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach le 30 août 2019, de la hausse des investissements dans les immobilisations corporelles en 2019 et de la réception du produit de la vente du site de l'ancienne centrale Lakeview en mars 2018, contrebalancées en partie par l'acquisition de créances de financement de la SIERE par Fair Hydro Trust et l'acquisition d'Eagle Creek en 2018. Comme il est mentionné plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux*, sous *Faits nouveaux sur la vigueur financière*, OPG a retiré Fair Hydro Trust du périmètre de consolidation des résultats financiers consolidés en date du 9 mai 2019.

Activités de financement

Au 31 décembre 2019, l'encours de la dette à long terme s'établissait à 8 226 millions de dollars, y compris un montant de 693 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an. La dette à court terme au 31 décembre 2019 s'établissait à 164 millions de dollars.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont diminué de 41 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2018. La diminution a découlé principalement de l'émission nette de dette à long terme de Fair Hydro Trust en 2018, du produit reçu de l'émission d'actions de catégorie A à la Province en 2018 et de la hausse du remboursement net de la dette à court terme en 2019, contrebalancés en grande partie par la hausse de l'émission nette de dette à long terme d'OPG en 2019 et le dividende spécial versé à l'actionnaire en mars 2018.

Au 31 décembre 2019, la Société disposait des facilités de crédit confirmées suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>		Montant
Facilités bancaires :		
Siège social		1 000
Siège social	\$ US	750
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ¹		400
Cube Hydro	\$ US	20
Facilité conclue avec la SFIEO²		700
Facilité de titrisation³		150

¹ Une lettre de crédit de 55 millions de dollars a été émise en juillet 2017 et restait en cours au 31 décembre 2019 en vertu de cette facilité.

² Correspond au montant disponible aux termes de cette facilité, déduction faite des émissions de dette à long terme.

³ Correspond à une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans les créances actuelles et futures de la Société auprès de la SIERE. Au 31 décembre 2019, des lettres de crédit de 150 millions de dollars avaient été émises en vertu de la facilité de titrisation.

Outre les éléments énumérés dans le tableau qui précède, en octobre 2019, OPG a conclu une entente exécutoire avec un consortium bancaire visant un emprunt à terme de 1 milliard de dollars.

Le tableau ci-après présente la dette à court terme, les lettres de crédit et les garanties de la société mère aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Dette à court terme		
Lower Mattagami Energy Partnership	114	140
Papier commercial	50	170
Fair Hydro Trust	-	12
	164	322
Lettres de crédit	537	475
Garanties	80	81
	617	556

Au 31 décembre 2019, des lettres de crédit d'un total de 537 millions de dollars avaient été émises, dont un montant de 392 millions de dollars pour les régimes de retraite complémentaires, un montant de 55 millions de dollars pour Lower Mattagami Energy Partnership, un montant de 53 millions de dollars pour les fins générales du siège social, un montant de 19 millions de dollars pour Cube Hydro, un montant de 16 millions de dollars pour UMH Energy Partnership et un montant de 1 million de dollars pour chacune des entités PSS Generating Station Limited Partnership et PEC.

L'encours de la dette à long terme se composait de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2019	2018
Dette à long terme		
Billets à payer à la SFIEO	3 135	3 400
Programme de billets à moyen terme	2 250	950
Financement de projet	2 823	2 341
Billets de premier rang de Fair Hydro Trust ¹	-	900
Autres	25	21
	8 233	7 612

¹ La dette de premier rang de Fair Hydro Trust contractée auprès des tierces parties a cessé d'être comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG à la suite de la déconsolidation de la Fiducie en mai 2019.

D'autres renseignements sur les dates d'échéance et les taux d'intérêt de la dette à long terme de la Société figurent à la note 11 des états financiers consolidés audités de 2019 d'OPG.

Capital-actions

Aux 31 décembre 2019 et 2018, 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.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars. OPG est autorisée à racheter des actions de catégorie A en circulation si le conseil d'administration d'OPG en donne l'approbation.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2019 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	154	150	101	92	25	14	536
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	181	183	-	-	-	-	364
Remboursement sur la dette à long terme	693	448	207	75	215	6 595	8 233
Intérêt sur la dette à long terme	326	298	284	279	274	4 650	6 111
Remboursement sur la dette à court terme	164	-	-	-	-	-	164
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	288	-	-	-	-	-	288
Permis d'exploitation	44	45	46	47	48	49	279
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	14	12	11	7	6	13	63
Obligations d'achat non conditionnelles	59	5	-	-	-	-	64
Créditeurs et charges à payer	938	13	1	-	-	-	952
Autres	36	26	10	8	7	84	171
Total	2 897	1 180	660	508	575	11 405	17 225

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 2019. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2022 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 2021 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

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

Ontario Nuclear Funds Agreement

En vertu de l'ONFA, OPG pourrait être tenue de verser des cotisations dans les Fonds distincts nucléaires en fonction des estimations du coût pour le cycle de vie, ce qui pourrait donner lieu à un passif de capitalisation pour le déclasserement de centrales nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, déterminé selon les plans de référence mis à jour périodiquement et approuvés par la Province. 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 globales dans les Fonds distincts nucléaires. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les Fonds distincts nucléaires étaient sous-capitalisés au moment de la mise à jour du prochain plan de référence de l'ONFA, qui devrait être terminée à la fin de 2021. Pour en savoir plus sur les Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*.

Conventions collectives

Au 31 décembre 2019, OPG et ses filiales en propriété exclusive comptaient environ 8 800 employés à temps plein, la plupart en Ontario. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- PWU – Ce syndicat représente environ 4 400 employés à temps plein d'OPG et de ses filiales en propriété exclusive, soit environ 51 % de l'effectif permanent de la Société en Ontario au 31 décembre 2019. Sont membres de ce syndicat les opérateurs, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. La convention collective entre PWU et OPG vient à échéance le 31 mars 2021. La convention collective entre PWU et la filiale en propriété exclusive d'OPG qui exploite la centrale Brighton Beach vient à échéance le 15 novembre 2020.
- Society – Ce syndicat représentait environ 3 100 employés à temps plein d'OPG, soit près de 36 % de l'effectif permanent d'OPG en Ontario au 31 décembre 2019. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. La convention collective entre la Society et OPG arrive à échéance le 31 décembre 2021.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction en Ontario à des membres de 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 et de ses filiales en propriété exclusive. Les conventions collectives connexes sont négociées directement par les parties ou par l'entremise de l'EPSCA. La majorité de ces conventions collectives sont conclues pour plusieurs années et arrivent à échéance en 2025. Les autres conventions collectives viennent à échéance en 2020 et leur renouvellement est en cours de négociation. L'EPSCA est une association volontaire de propriétaires et d'entrepreneurs qui réalisent des travaux dans le secteur des réseaux d'électricité de l'Ontario.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente d'autres faits saillants de la situation financière consolidée auditée de 2019 d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Immobilisations corporelles – montant net L'augmentation découle principalement des dépenses d'investissement pour le projet de réfection de la centrale Darlington, de l'acquisition de Cube Hydro et de la centrale Brighton Beach et des investissements dans d'autres projets d'immobilisations, contrebalancés en partie par la dotation aux amortissements.	26 047	22 987
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds distincts nucléaires contrebalancé en partie par les remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.	18 292	17 483
Dette à long terme <i>(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)</i> L'augmentation découle principalement de l'émission de billets de premier rang dans le cadre du programme de billets à moyen terme de la Société, contrebalancée en partie par la décomptabilisation de la dette à long terme émise par Fair Hydro Trust à la déconsolidation de la Fiducie en date du 9 mai 2019.	8 226	7 556
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires L'augmentation découle principalement de la charge de désactualisation, contrebalancée en partie par les dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires.	22 081	21 225

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 21 des états financiers consolidés audités de 2019 d'OPG.

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 2019 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 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. Le 1^{er} janvier 2012, OPG a également obtenu une dispense de la CVMO quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis, plutôt que selon les IFRS, sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

Au mois d'avril 2018, la dispense qu'OPG avait au préalable obtenue de la CVMO a été prolongée. Elle prendra désormais fin à la première des éventualités suivantes :

- le 1^{er} janvier 2024;
- 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 une réglementation des tarifs.

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 une réglementation des tarifs.

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 visées par un règlement et les centrales nucléaires Darlington et Pickering situées en Ontario. 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, du Développement du Nord et des Mines 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 est exigé 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 réglementaires 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 réglementaires 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 réglementaires, 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, le cas échéant, 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 une 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 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 réduit 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 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 de 2019 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, ainsi que la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 relativement aux nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur le 1^{er} juin 2017 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.

La décision de la CEO et l'ordonnance de février 2019 relatives à l'entente de règlement conclue entre OPG et les intervenants sur la demande d'OPG d'août 2018 visant l'utilisation des comptes réglementaires ont entraîné l'approbation de recouvrer le solde de 614 millions de dollars comptabilisé 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 au 31 décembre 2017, sans ajustement. En vertu de cette décision et de cette ordonnance, la CEO a approuvé le recours à la comptabilité d'engagement comme base de comptabilisation réglementaire et de recouvrement des coûts appropriée pour les soldes du compte de report de l'écart liés au CEO au 31 décembre 2017 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 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 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. Compte tenu du fondement de ces décisions, du rapport ultérieur de la CEO qui a établi que la méthode de la comptabilité d'engagement était la méthode de calcul par défaut des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs et de l'approbation de la décision et de l'ordonnance de février 2019 de la CEO, 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. De même, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que seront recouverts les montants comptabilisés après le 31 décembre 2017 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, sous réserve de l'approbation future de la CEO. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

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.

Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entreprise acquise sur la juste valeur de l'actif net acquis.

La Société affecte le goodwill aux secteurs d'activité qui devraient tirer des avantages du goodwill comptabilisé. La Société évalue au moins une fois l'an des facteurs qualitatifs et quantitatifs pour déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle le goodwill est affecté est inférieure à sa valeur comptable. S'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable ou si une évaluation quantitative est réalisée, la Société calcule la juste valeur de l'unité d'exploitation. La valeur comptable du goodwill d'une unité d'exploitation est considérée comme n'étant pas recouvrable si elle dépasse la juste valeur. La perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur, dans la mesure où la perte de valeur est limitée au montant total du goodwill affecté à l'unité d'exploitation. Le goodwill est soumis à un test de dépréciation entre les tests annuels lorsqu'il est plus probable qu'improbable que la survenance d'un événement ou un changement de circonstance a fait baisser la juste valeur de l'unité d'exploitation en deçà de sa valeur comptable.

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, qu'elle investit spécifiquement pour s'acquitter de son obligation liée au cycle de vie pour le déclasserement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct de déclasserement 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 nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié a été établi pour financer les coûts de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié et certains frais de stockage du combustible nucléaire 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 nucléaire 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 déclasserement. 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 nucléaire 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 déclasserement, 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 du fonds 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, y compris en cas de variation de l'IPC de l'Ontario ayant une incidence sur le rendement de la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province. 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 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 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 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 un résultat de 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 des fonds.

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 nucléaire 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 nucléaire 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 nucléaire 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 nucléaire 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 du nombre de 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 nucléaire qui dépassent le seuil des 2,23 premiers 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 % après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, la Province a droit, en tout temps, à tout excédent dépassant 110 %. À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent dans le fonds. Par conséquent, lorsque le Fonds pour combustible irradié est surcapitalisé après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, OPG limite le rendement qu'elle comptabilise 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 en matière de gestion des déchets nucléaires et de déclasserement des centrales 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 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.

La dernière mise à jour d'une durée de cinq ans de la garantie financière exigée par la CCSN vise la période de 2018 à 2022 et a été acceptée par la CCSN en novembre 2017. Selon le dernier rapport annuel, OPG prévoit que la garantie financière exigée par la CCSN pour la période 2020 à 2022 continuera d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale.

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 2020 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.

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 à la plupart des employés à temps plein d'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. Certains avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, la filiale d'OPG exploitant la centrale Brighton Beach et Cube Hydro Partners, LLC, lesquels sont tous consolidés dans les résultats financiers d'OPG. Eagle Creek et la filiale d'OPG exploitant la centrale Brighton Beach offrent un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel l'employeur et les employés versent des cotisations selon les modalités du régime. 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 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.

OPG comptabilise ses obligations au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite à prestations déterminées 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 déterminées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs, dont les hypothèses démographiques (le taux de mortalité, la retraite) et économiques (le taux d'actualisation, les échelons salariaux, l'inflation et la hausse des coûts des soins de santé), les gains ou les pertes actuariels et les ajustements provenant de modifications des régimes. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite à prestations déterminées 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 d'actions canadiennes et d'actions internationales, de titres à revenu fixe 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 ou ses filiales. Les actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées 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. La valeur liée au marché des actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées d'OPG 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 à prestations déterminées 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, la comptabilisation des coûts ou des crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes et la comptabilisation des gains et des pertes actuariels découlant 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 à prestations déterminées 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.

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 régimes de retraite à prestations déterminées 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 2019, la perte actuarielle nette non amortie et les crédits des services passés non amortis pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les avantages complémentaires de retraite correspondaient à un montant net de 3 950 millions de dollars (3 791 millions de dollars au 31 décembre 2018). La perte actuarielle nette non amortie et les crédits des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018	2019	2018
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(190)	180	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 813	1 707	39	35	224	(104)
Perte actuarielle nette amortissable	1 994	1 908	88	67	2	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti(e)	3 617	3 795	127	102	226	(104)
Crédits des services passés non amortis	-	-	-	-	(20)	(2)

OPG comptabilise un actif réglementaire ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite inscrits dans le 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 réglementaire 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 à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements des échelons salariaux sont trois hypothèses clés 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 clé dans l'établissement du coût des régimes de retraite agréés à prestations déterminées, et le taux tendanciel des coûts des soins de santé est une hypothèse clé 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 du départ 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 à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2019 était d'environ 3,1 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation d'environ 3,8 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2018. OPG utilise une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite en vertu de laquelle les taux au comptant spécifiques sur la courbe des rendements sont utilisés pour établir les obligations au titre des prestations projetées.

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

Une nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers en septembre 2019, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019. 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 des hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2019, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2019, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite.

d'OPG à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2019, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2019.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a diminué, passant de 3 303 millions de dollars au 31 décembre 2018 à 3 198 millions de dollars au 31 décembre 2019. Cette diminution est en grande partie attribuable à l'excédent du rendement réel des actifs des régimes de retraite sur les frais d'intérêts liés aux obligations au cours de l'exercice et à la réévaluation des obligations à la fin de 2019 qui reflétait la révision à la baisse de l'hypothèse relative au taux d'inflation, contrebalancés en partie par l'incidence de la baisse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 799 millions de dollars au 31 décembre 2018 à 3 203 millions de dollars au 31 décembre 2019. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations à la fin de 2019 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés¹	Régimes de retraite complémentaires¹	Avantages complémentaires de retraite¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(34)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	34	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(56)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	59	1	2
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	107	1	-
Diminution de 0,25 %	(100)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	25	4	-
Diminution de 0,25 %	(24)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	39
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(44)

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 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, thermiques et solaires et d'autres installations, et par la suite. Des coûts devraient être engagés pour des activités comme la préparation à l'arrêt sécuritaire et pour l'arrêt sécuritaire des centrales, 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. 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 déclasserement de centrales nucléaires représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclasserement 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 déclasserement 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 nucléaires 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 pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comprennent à l'heure actuelle une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité sur les terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western située à Kincardine, en Ontario exploitée par OPG. Puisque la communauté de la Nation Ojibway Saugeen a voté, le 31 janvier 2020, contre le dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé par OPG à ce site, la Société a amorcé un processus d'évaluation d'autres solutions possibles pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et d'évaluation de l'incidence potentielle connexe des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles. En raison des incertitudes importantes entourant les solutions de remplacement potentielles et l'estimation de leur coût à l'heure actuelle, notamment de facteurs indépendants de la volonté de la Société, aucun ajustement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles n'a été comptabilisé en raison du vote de la communauté de la Nation Ojibway Saugeen au 31 décembre 2019. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations de coûts sous-jacentes sur la base de l'information disponible.

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. 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 déclasserement des installations nucléaires, thermiques et solaires 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

Diverses hypothèses importantes utilisées pour le calcul des charges à payer comportent une incertitude inhérente et nécessitent l'exercice de jugement. Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les hypothèses sur le calendrier des programmes, notamment la construction hypothétique d'installations d'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers, la stratégie de déclasserement 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 de façon importante 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.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2019, 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 2019, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 21 787 millions de dollars (20 922 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 31 décembre 2019, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2019 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	341	328	628	814	722	41 502	44 335

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, le cas échéant, ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés.

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 294 millions de dollars au 31 décembre 2019 (303 millions de dollars en 2018). 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. Pour les anciennes centrales Nanticoke, Lambton et Thunder Bay, le passif reflète les coûts estimatifs de réalisation des actuels plans de déclassement.

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 25 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 350 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 financiers et des 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. Divers autres 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, des techniques d'évaluation précises sont employées, fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur / cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à certains risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

OPG est consciente que, pour exercer ses activités de manière durable, sécuritaire et inclusive, elle doit réussir et que c'est ce qu'attendent l'actionnaire et les parties prenantes de la Société. En tant que plus grand fournisseur d'énergie propre à faible coût de l'Ontario, la Société s'efforce de devenir un chef de file du développement durable et de l'atténuation des changements climatiques en mettant en œuvre des stratégies d'exploitation et de croissance qui réduisent au minimum l'empreinte environnementale de la Société, font la promotion de la biodiversité, favorisent la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et augmentent la résilience des incidences associées aux changements climatiques.

Questions environnementales et de développement durable

OPG s'engage à respecter et, si nécessaire, à dépasser les obligations et les engagements environnementaux de la Société. Notamment, en vertu de sa politique environnementale, OPG s'engage à :

- mettre en place un système de gestion environnementale et à maintenir la certification de ce système à la norme ISO 14001, la norme relative aux systèmes de gestion environnementale
- travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue
- tout mettre en œuvre pour être un chef de file de l'atténuation des changements climatiques
- 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 2019, OPG a conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale à l'échelle de la province. Dans le cadre de ce système, OPG établit des objectifs environnementaux et 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.

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 pour 2019 en ce qui a trait aux déversements, aux infractions environnementales, aux émissions de carbone 14 dans l'air, au volume de déchets de faible activité et de moyenne activité générés et aux émissions de tritium dans l'air et dans l'eau. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2019.

En vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (LTPGES) fédérale, le Système de tarification fondé sur le rendement (STFR) pour les installations industrielles est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et une redevance sur les combustibles, le 1^{er} avril 2019, en Ontario. Le 10 juillet 2019, la version définitive du règlement sur le STFR a été publiée et comporte des normes fondées sur le rendement propre aux combustibles pour la production d'électricité qui doivent être appliquées de manière rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2019. OPG a mis en œuvre des processus pour se conformer aux exigences fédérales et recouvrer les coûts du carbone connexes dans la mesure du possible.

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre (NRE) afin d'offrir une solution de rechange à la partie de la LTPGES fédérale visant le STFR. Il n'y a que les dispositions sur l'enregistrement des NRE qui sont en vigueur pour le moment. D'autres dispositions importantes ne s'appliqueront pas tant que l'Ontario sera assujéti aux exigences de la LTPGES. Ni le système de tarification fédéral ni les NRE provinciales ne devraient avoir d'incidence financière importante sur la Société.

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. En 2019, OPG a continué de travailler avec des partenaires communautaires afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes régionaux, notamment en poursuivant 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.

OPG communique sa performance environnementale en interne aux employés et aux parties prenantes externes, dont le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs, 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 site Web de la Société à www.opg.com.

Changements climatiques

OPG appuie les propositions du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (TCFD) du Conseil de stabilité financière qui encouragent la divulgation, dans les documents annuels réglementés des entreprises, des risques financiers liés au climat qui sont mesurables par les investisseurs et les autres parties prenantes et pertinents pour eux. L'approche, les stratégies et les mesures de performance clés actuelles liées au climat d'OPG sont présentées ci-dessous.

Gestion des risques liés aux changements climatiques, gouvernance et possibilités

OPG continue d'intégrer des initiatives d'adaptation et d'atténuation dans les processus de prises de décision et d'exploitation de la Société pour régler les vulnérabilités liées aux changements climatiques. Les risques exacerbés par les changements climatiques ou qui en découlent directement sont repérés et gérés selon le cadre de gestion du risque d'entreprise (GRE) de la Société, et analysés à la rubrique *Gestion des risques*, notamment la surveillance, par le conseil d'administration, des risques et des possibilités liés au climat. En outre, la stratégie de placement du régime de retraite d'OPG comprend des modalités qui touchent la gestion des risques découlant des questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable, notamment les risques liés au climat. Pour gérer ces risques, les gestionnaires de fonds externes responsables de la mise en œuvre du programme de placement ainsi que de la surveillance continue des questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable et de la présentation d'informations sur celles-ci doivent faire preuve de diligence raisonnable.

Dans le cadre de la structure de gouvernance relative à la gestion des changements climatiques, OPG a mis sur pied un comité directeur sur les questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable, englobant des membres de l'équipe de haute direction de l'entreprise ayant de l'expérience en environnement, en finance, en communications et en gouvernance. Le comité supervise l'intégration des risques et des occasions liés au climat dans la stratégie et le plan d'affaires à long terme d'OPG, y compris dans des domaines comme les dépenses en immobilisations et la répartition du capital, la croissance de l'entreprise et le développement et la détermination des actifs à risque. OPG recueille des informations additionnelles sur les incidences potentielles des changements climatiques sur les activités et la performance financière future de la Société, et le comité fournit également des directives sur les mesures et les objectifs considérés comme étant les plus importants pour l'évaluation et la divulgation des informations aux investisseurs et aux autres parties prenantes.

OPG vise à accroître le niveau de sensibilisation et de compréhension de l'adaptation aux changements climatiques à l'échelle de l'entreprise. Au cours des dernières années, des régions où OPG mène ses activités ont été touchées par les changements climatiques et une augmentation des phénomènes météorologiques extrêmes, notamment les changements dans les régimes et l'intensité des précipitations, la température de l'eau et la température de l'air ambiant qui pourraient tous avoir une incidence sur divers aspects des activités d'OPG. En plus des incidences potentielles sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques et sur l'efficacité de l'eau de refroidissement dans les centrales nucléaires et thermiques, les changements climatiques peuvent aussi avoir une incidence importante sur la fiabilité et la durée de vie de l'équipement majeur et sur le profil de l'offre et de la demande d'électricité en Ontario.

OPG met en œuvre des initiatives pour augmenter la résilience aux incidences possibles des changements climatiques, y compris la détermination et la priorisation d'occasions visant à augmenter la résilience de ses actifs hydroélectriques, la mise à jour des processus d'exploitation afin d'intégrer la prise en compte des projections en matière de changements climatiques, et l'accroissement des connaissances et de la sensibilisation de l'organisation et du public à l'égard de l'adaptation aux changements climatiques. OPG continue également d'être un chef de file et de participer à des initiatives à l'échelle de l'industrie pour accroître la résilience de l'infrastructure essentielle, comme le projet de Ressources naturelles Canada et de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) visant à établir des lignes directrices standardisées sur l'élaboration de plans d'adaptation aux changements climatiques et une collaboration avec d'autres services publics canadiens importants afin de développer des outils d'évaluation des vulnérabilités et les meilleures pratiques.

Conformément à ses impératifs stratégiques, OPG continue de rechercher des occasions d'atténuer les changements climatiques en investissant dans la production sécuritaire d'énergie propre et durable et dans les infrastructures connexes. Voici quelques mesures importantes prises par OPG à l'appui de cette stratégie en 2019 :

- | | |
|--------------|---|
| Acquisitions | <ul style="list-style-type: none">• En 2019, la Société a accru sa capacité de production en service provenant de la production d'électricité renouvelable de 401 MW grâce à des acquisitions visant à élargir son parc de centrales hydroélectriques. Parmi ces acquisitions, mentionnons celles de Cube Hydro en octobre 2019 et de participations dans plusieurs petites centrales hydroélectriques aux États-Unis au cours de l'exercice.• En juillet 2019, OPG, par l'entremise d'une nouvelle filiale, a conclu une entente d'achat avec des sociétés liées de Corporation TC Énergie en vue d'acquérir un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario. La production d'électricité alimentée au gaz naturel de ces actifs représente une composante importante pour assurer la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, ceux-ci venant s'ajouter aux sources variables de production d'électricité de la province, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. |
|--------------|---|

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux* sous *Faits nouveaux sur la vigueur financière*.

- | | |
|-------------|---|
| Financement | <ul style="list-style-type: none">• En janvier 2019, OPG a procédé à une deuxième émission d'obligations vertes de 500 millions de dollars pour financer ou refinancer des projets admissibles en vertu du cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG. En novembre 2019, l'ACÉ a souligné l'utilisation des obligations vertes par OPG en vue d'harmoniser les objectifs financiers et de développement durable en lui attribuant le prix 2019 Électricité durable pour l'avancement d'une stratégie intégrée de développement durable. |
|-------------|---|

Développement de la capacité de production

- En 2019, OPG a poursuivi l'un des projets d'infrastructure d'air propre les plus importants au Canada, la réfection de la centrale Darlington, et est sur le point d'achever la réfection de la première des quatre unités de la centrale. Une fois le projet achevé, la centrale Darlington continuera d'assurer une production de base propre, fiable et économique pour les Ontariens pendant au moins 30 ans.
- En mars 2019, OPG a mis en service la centrale solaire Nanticoke de 44 MW. Construite sur les anciens terrains de la centrale alimentée au charbon Nanticoke, en Ontario, la centrale représente la première centrale solaire exploitée par la Société par l'intermédiaire de Nanticoke Solar LP.
- En 2019, OPG a poursuivi son travail visant à prolonger, de façon sécuritaire et fiable, les activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024 et travaille à l'élaboration d'un plan avec la province pour continuer d'optimiser la séquence de fermeture des unités de la centrale sous réserve des approbations réglementaires par la CCSN. L'exploitation continue de la centrale Pickering fournit à la province une source de production d'électricité de base fiable, économique et sans émission de carbone.

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle et Excellence des projets*.

Nouveaux projets de développement de l'énergie nucléaire

- Global First Power (GFP), Ultra Safe Nuclear Corporation^{MC} (USNC) et OPG se sont associés sur un projet de petits réacteurs nucléaires au Canada proposé par GFP qui utilise la technologie de microréacteur modulaire (MMR^{MC}). Les sociétés proposent de construire et d'exploiter une centrale thermique MMR^{MC} de 15 MW (environ 5 MW d'électricité) aux Laboratoires de Chalk River qui sont détenus par Énergie atomique du Canada limitée et gérés par les Laboratoires Nucléaires Canadiens (LNC) en réponse à l'intérêt manifesté par LNC de construire une unité de démonstration d'un PRM à l'un des sites d'EACL. En juillet 2019, le gouvernement fédéral canadien a publié un avis de lancement d'évaluation environnementale pour le projet proposé. En parallèle, GFP fournira l'information requise aux LNC alors que ceux-ci poursuivent leur processus de sélection des soumissionnaires et elle fournira l'information nécessaire au processus de demande de permis à la CCSN.
- En décembre 2019, OPG a reçu l'accord des LNC relativement à son plan de renouvellement de permis pour la préparation du site en lien avec la construction potentielle de nouveaux réacteurs nucléaires sur le site de la centrale Darlington. OPG a l'intention de soumettre une demande de renouvellement de permis à la mi-2020. Aucune décision n'a été prise quant à la technologie qui sera retenue et la réalisation des projets n'a pas commencé.

Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle*.

Électrification

- En 2019, OPG et une filiale d'Hydro One ont formé un partenariat pour détenir et exploiter des bornes de recharge rapide de véhicules électriques en Ontario, sous la marque Ivy Charging Network. Le Ivy Charging Network devrait être le plus grand réseau de bornes de recharge rapide en Ontario avec 73 sites et 160 bornes de recharge d'ici la fin 2021. En plus de permettre l'électrification du secteur du transport, cette initiative devrait générer une nouvelle source de revenus pour OPG.
- En 2019, OPG a mis en place un projet pilote de recharge liée à un réseau de distribution d'électricité avec des véhicules électriques et des bornes de recharge bidirectionnelle sur le site de deux bâtiments commerciaux à Toronto, en Ontario. La mise en œuvre de ce projet pilote en collaboration avec Peak Power Inc., un prestataire de services de technologie d'énergie mondial, explorera la faisabilité de la gestion de la demande au moyen d'une ressource globale.

Qualité de l'eau

- En janvier 2019, la Société a mis en œuvre un plan d'amélioration de la sécurité des barrages sur le cours inférieur de la rivière Mattagami, en Ontario, essentiellement par l'intermédiaire du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. Le projet augmentera le débit et apportera d'autres améliorations au principal barrage de la centrale Little Long pour soutenir les centrales hydroélectriques d'OPG sur le cours inférieur de la rivière Mattagami. Le projet permettra de répondre aux nouvelles exigences de sécurité du barrage, de protéger la collectivité, de poursuivre l'exploitation sécuritaire des centrales et de réduire les impacts sur l'environnement, en cas d'inondation à grande échelle dans la région.
- Chez OPG, la sécurité du public est la principale priorité. Au cours des derniers exercices, les activités hydroélectriques d'OPG ont fait face à des conditions difficiles en raison des niveaux élevés des cours d'eau et de la hausse du débit d'eau en Ontario. La Société a travaillé en étroite collaboration avec les parties prenantes, notamment les partenaires de l'industrie et les différents paliers de gouvernement, pour gérer de façon sécuritaire et efficace les conditions qui peuvent dépendre de sa volonté. OPG continue d'explorer des façons de gérer les systèmes hydrauliques et d'investir dans les infrastructures, dans la mesure du possible, afin d'atténuer l'impact des phénomènes météorologiques graves sur les collectivités et entreprises touchées.

Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

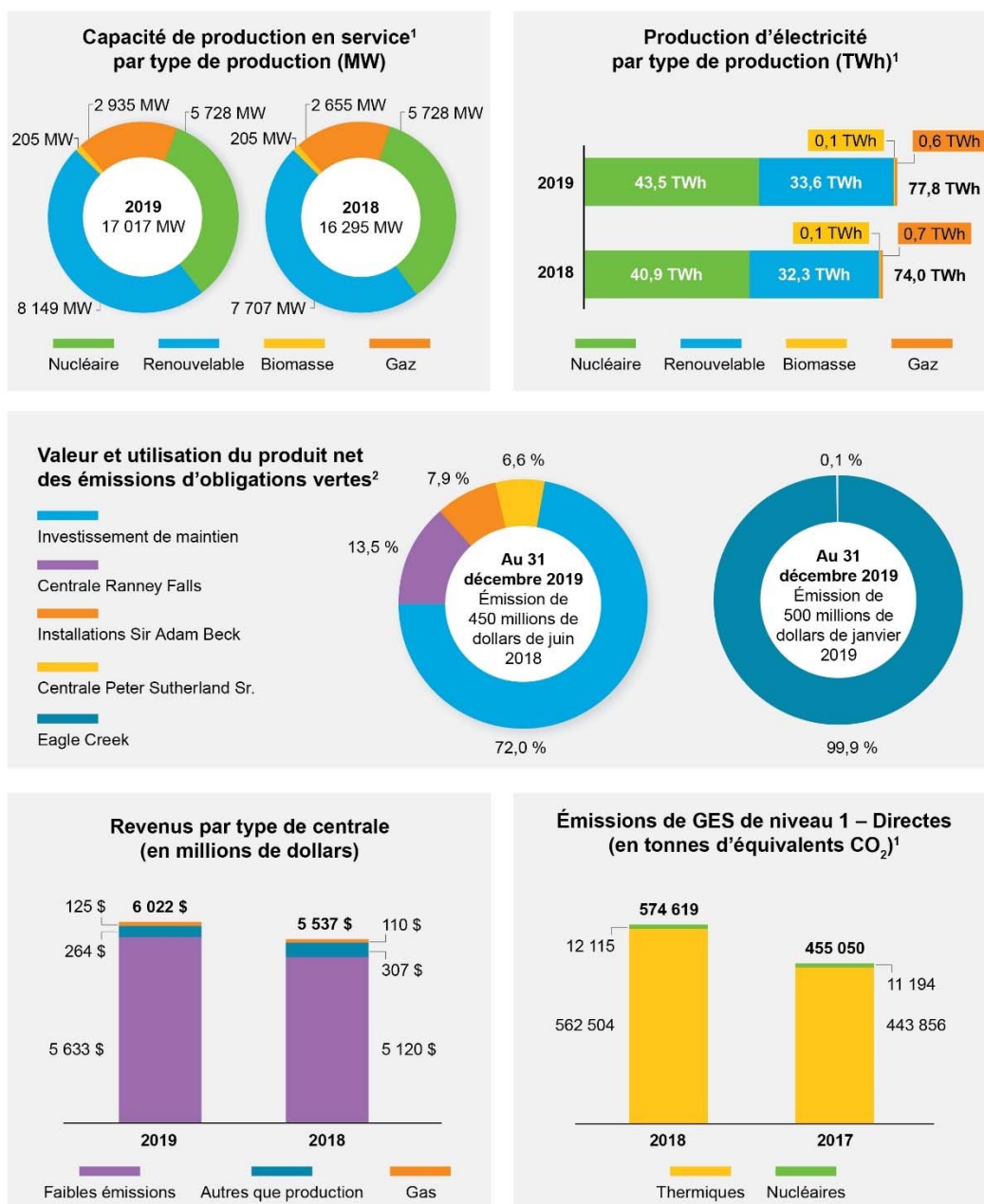
Relations avec les Autochtones

- En août 2019, OPG a achevé la mise en service d'un microréseau d'énergie renouvelable en partenariat avec la Première nation Kiashke Zaaging Anishinaabek (KZA), également connue sous le nom de Première Nation de Gull Bay. Le microréseau utilise des panneaux solaires, des batteries de stockage au lithium-ion et une technologie de contrôle automatisé et aidera la collectivité à réduire son utilisation du diesel d'environ 30 % avec l'élimination de plus de 400 tonnes d'émissions de carbone chaque année.

Performance et principales mesures liées au climat

OPG a continué de déterminer les incidences climatiques les plus pertinentes sur les activités dans le contexte du cadre de référence sur les questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable et s'est engagée activement à élaborer des mesures sectorielles uniformes permettant de quantifier le niveau de résilience aux changements climatiques atteint, y compris au moyen de forums de collaboration à l'échelle du secteur, comme l'ACÉ. OPG est sur le point d'élaborer ces mesures quantitatives et objectifs à plus long terme en matière d'adaptation aux changements climatiques. Entre-temps, OPG a repéré certaines mesures initiales qu'elle juge pertinentes pour les parties prenantes. Elles figurent ci-dessous.

Mesures en matière de changements climatiques



¹ Comprend la quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et de la production d'électricité des installations détenues en copropriété ou dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire, le cas échéant. La mesure des émissions de GES de niveau 1 représente les émissions d'équivalents dioxyde de carbone des activités thermiques et nucléaires d'OPG en Ontario, y compris les centrales détenues en copropriété par OPG. La catégorie du gaz comprend la centrale Lennox alimentée au diesel et au gaz naturel, la centrale Brighton Beach et la quote-part de PEC revenant à OPG.

Mesures en matière de changements climatiques

<i>Capacité de production en service par type de production</i>	Mesure de la capacité de production en service disponible provenant des diverses sources de production d'OPG et de la capacité énergétique à faibles émissions de carbone par rapport à d'autres sources. La production d'énergie nucléaire, la production d'énergie renouvelable (y compris l'hydroélectricité et l'énergie solaire) et alimentée à la biomasse sont toutes considérées comme étant des sources à faibles émissions. Les sources à faibles émissions de carbone continuent de représenter la majeure partie de la capacité de production en service totale d'OPG. En 2019, la capacité de production en service totale à partir de sources à faibles émissions de carbone a augmenté de 442 MW par rapport à 2018, du fait principalement de l'acquisition de Cube Hydro, de l'achèvement de la centrale solaire Nanticoke et de l'acquisition de participations dans plusieurs plus petites centrales hydroélectriques aux États-Unis.
<i>Production d'électricité par type de production</i>	Mesure de l'électricité produite provenant de diverses sources de production d'OPG et mesure de suivi de la production d'énergie à faibles émissions de carbone par rapport à d'autres sources. Les sources d'électricité à faibles émissions de carbone (énergie nucléaire, renouvelable et alimentée à la biomasse) comptent pour environ 99 % de la production totale d'OPG. La production alimentée à la biomasse et au gaz, qui comprend les activités thermiques d'OPG, sont en général des centrales de pointe et sont donc exploitées pendant des périodes limitées pour répondre à la demande d'électricité en période de pointe, conformément aux besoins du réseau administré par la SIERE.
<i>Revenus par type de centrale</i>	Mesure de la partie du total des revenus d'OPG tirés de sources de production à faibles émissions de carbone. Environ 98 % des revenus tirés des activités de production d'électricité d'OPG proviennent de centrales à faibles émissions de carbone. Les revenus tirés de la production à faibles émissions de carbone ont augmenté en 2019 par rapport à 2018, en raison principalement de la hausse de la production d'électricité provenant du secteur Production nucléaire réglementée, de l'incidence de l'augmentation des avenants tarifaires liés aux comptes réglementaires autorisés par la CEO pour les centrales réglementées et des revenus tirés des centrales hydroélectriques acquises aux États-Unis.
<i>Valeur et utilisation du produit net des émissions d'obligations vertes</i>	Mesure de la possibilité d'accroître les investissements dans l'énergie renouvelable et les infrastructures connexes et des projets financés au moyen du produit des émissions d'obligations vertes. En 2019, le produit net tiré des émissions d'obligations vertes de 450 millions de dollars de juin 2018 et de 500 millions de dollars de juin 2019 a été entièrement affecté à des projets hydroélectriques admissibles conformément au cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG. De plus, la Société a produit son premier rapport annuel sur l'incidence des obligations vertes, qui présente le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG et fournit de l'information sur l'utilisation du produit des émissions d'obligations vertes de juin 2018 et de janvier 2019. Le rapport se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com .
<i>Émissions de GES de niveau 1 – Directes et taux d'émissions atmosphériques</i>	Les mesures des émissions de GES de niveau 1 sont les émissions d'équivalents dioxyde de carbone (éq. CO₂) des activités thermiques et nucléaires d'OPG en Ontario. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, 562 504 tonnes d'éq. CO₂ (443 856 tonnes d'éq. CO₂ en 2017) ont été émises par les activités thermiques, soit environ 98 % du total des émissions d'éq. CO₂ d'OPG, les émissions restantes provenant des activités nucléaires. La hausse des émissions d'éq. CO₂ en 2018 était principalement attribuable à l'augmentation de la production d'électricité des centrales thermiques détenues en copropriété. En comparaison, les émissions de CO₂ d'OPG avaient atteint un sommet à 39 millions de tonnes avant l'élimination graduelle des centrales au charbon jusqu'en 2014. Depuis l'élimination des centrales au charbon, les émissions moyennes de CO₂ se sont situées à environ 545 000 tonnes par année, fluctuant surtout en raison de la variabilité de la production d'électricité des activités thermiques. Comme la quasi-totalité de l'électricité d'OPG est produite à partir de sources à faibles émissions de carbone, le taux d'émissions atmosphériques de la Société demeure relativement bas. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, OPG a émis en moyenne 7,8 tonnes par gigawattheure (GWh) de sa production totale d'électricité en Ontario (6,1 tonnes par GWh en 2017), y compris la quote-part revenant à la Société des installations détenues en copropriété. L'information sur les émissions de GES de niveau 1 et le taux des émissions atmosphériques est publiée chaque année et les données pour 2019 seront disponibles en juin 2020.

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 et les ramener à un niveau acceptable. 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, dans la politique de santé et sécurité des employés et la politique sur la sécurité des activités.

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 des systèmes de gestion intégrés 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 dernières années, OPG s'est 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. En novembre 2019, OPG a reçu le Prix d'excellence du président de l'ACÉ pour la sécurité des employés, qui reconnaît qu'OPG se situe dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics d'électricité comparables pour sa performance en matière de sécurité de l'exercice précédent.

OPG utilise la fréquence des blessures consignées comme principale mesure de performance pour suivre l'avancement vers l'objectif de la Société de réduire le nombre de blessures à zéro et analyser la performance d'OPG par rapport aux autres services publics de l'ACÉ.

La performance d'OPG en matière de sécurité des employés en milieu de travail, mesurée par l'indicateur de fréquence des blessures consignées se présente comme suit :

Données sur la sécurité	2019	2018
Fréquence des blessures consignées (blessures par 200 000 heures) ¹	0,37	0,51

¹ Comprend les filiales en propriété exclusive d'OPG.

La fréquence des blessures consignées d'OPG a considérablement augmenté en 2019 par rapport à 2018. 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 glissades et les trébuchements, la chute d'objets, le risque de chutes dans le vide et l'utilisation d'outils de performance humaine, y compris la surveillance accrue sur le terrain et le contrôle de l'existence de défenses de sécurité.

En vue d'améliorer sa performance en matière de sécurité, OPG poursuit la promotion de sa campagne intitulée iCare Enough to Act visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard de leur sécurité et de leur bien-être et de ceux des autres. Les approches quant à la formation, à la surveillance, à la communication et à la planification d'un environnement de travail sécuritaire ont été ou 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.

OPG continue de faire la promotion d'un programme de santé global visant à mettre en place une culture axée sur la santé qui soutient les efforts des employés et de leur famille qui veulent atteindre un niveau optimal de santé et de fonctionnement, au moyen de formation sur la santé, de la promotion de la santé, de la prévention des maladies et des blessures et des interventions en cas de crise. En 2019, la Société a continué de donner la formation sur les premiers soins en santé mentale. La formation est un programme agréé parrainé par la Commission de la santé mentale du Canada visant à accroître la sensibilisation aux maladies mentales et l'empathie pour les personnes qui en souffrent, à réduire la stigmatisation, à soutenir les employés touchés et à améliorer les résultats en matière de retour au travail. Plus de 2 300 gestionnaires, superviseurs et leaders syndicaux ont participé à cette formation depuis 2016.

OPG continue également 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.

Les doses reçues par le public découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG se présentent comme suit :

Dose annuelle reçue par le public	2018		2017	
	µSv	% de la limite légale annuelle ¹	µSv	% de la limite légale annuelle ¹
Centrale Darlington	0,8	0,1 %	0,7	0,1 %
Centrale Pickering	2,1	0,2 %	1,8	0,2 %

¹ La limite légale annuelle correspond à 1 000 µSv pour chaque centrale nucléaire.

Même si les doses découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG pour l'année d'exploitation 2019 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2020, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2018.

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 programmes de sécurité des barrages d'OPG couvrent la sécurité des barrages, la gestion des situations d'urgence et la sécurité du public autour des barrages, conformément à la politique sur la sécurité des activités. Les pratiques de la Société dans ces domaines sont régulièrement examinées par un groupe de travail indépendant composé d'experts reconnus internationalement, qui sont parvenus à la conclusion que le programme de sécurité des barrages en Ontario est le meilleur du secteur, tant au Canada qu'à l'échelle internationale.

En 2019, OPG a conclu un protocole d'entente avec le ministère des Richesses naturelles et des Forêts à l'égard de l'application de la *Loi sur l'aménagement des lacs et des rivières*. L'objectif du protocole d'entente est de simplifier le processus d'approbations futures des projets de remise en état liés à l'amélioration de la sécurité des barrages, y compris le pilotage de méthodes d'analyse plus modernes que celles actuellement établies dans les normes provinciales. La mise à jour de ces normes devrait améliorer les niveaux de sécurité publique tout en faisant diminuer les coûts globaux liés à la mise à niveau des barrages. De plus, OPG a lancé une mise à jour importante de sa campagne de messages en matière de sécurité publique en 2019, en présentant une nouvelle série de messages publicitaires éducatifs sur diverses plateformes médiatiques afin de sensibiliser davantage le public aux risques liés à la sécurité des barrages et des centrales hydroélectriques.

Ressources humaines

Un effectif bien formé et engagé est essentiel à la réalisation des impératifs d'affaires d'OPG. OPG mise sur une main-d'œuvre diversifiée, dévouée, en santé et souple qui prospère dans un secteur dynamique et en évolution, tout en promouvant une solide culture de collaboration, de responsabilisation et d'innovation. OPG continue 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. OPG utilise des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement pour 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 le projet de 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, y compris jusqu'à la période prévue pour décharger le combustible, assécher les réacteurs nucléaires et mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire après la fermeture. Alors que l'exploitation commerciale de la centrale Pickering devrait entraîner une réduction de la main-d'œuvre de la Société, OPG continue d'élaborer et d'évaluer des stratégies qui pourraient atténuer l'incidence de cette future restructuration.

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, notamment des programmes de développement du potentiel de leadership dans l'ensemble de la Société à l'intention des employés admissibles. 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 répondre aux exigences de diverses compétences.

Le projet de loi 124 du gouvernement de l'Ontario, la *Loi visant à mettre en œuvre des mesures de modération concernant la rémunération dans le secteur public de l'Ontario* (2019), a été adopté le 7 novembre 2019. La Loi limite les augmentations de rémunération pour les employés syndiqués et non syndiqués du secteur public de la province en établissant des périodes de modération de trois ans. Les augmentations de salaire sont limitées à 1 % pour chaque période de 12 mois de la période de modération applicable. Les augmentations additionnelles des droits à la rémunération, existants et nouveaux, y compris l'augmentation des salaires, sont également limitées à un total de 1 % pour tous les employés, pour chaque période de 12 mois de la période de modération. La Loi s'applique à OPG.

Le tableau ci-dessous présente le nombre moyen d'employés permanents et le nombre moyen d'employés de la construction saisonniers et occasionnels, ainsi que les employés non permanents (Autres employés) d'OPG pendant les exercices clos les 31 décembre :

Secteur d'activité	Employés permanents		Autres employés		Total des employés	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Production nucléaire réglementée ¹	6 776	7 097	1 853	1 694	8 629	8 791
Production hydroélectrique réglementée	1 189	1 192	60	63	1 249	1 255
Production visée par contrat et autre ²	644	566	91	78	735	644
Autres	106	87	17	10	123	97
Total	8 715	8 942	2 021	1 845	10 736	10 787

¹ Comprend les employés associés au secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée.

¹ En 2019, comprend le nombre moyen d'employés permanents et d'autres employés de Cube Hydro et de la centrale Brighton Beach à partir de leur date d'acquisition, respectivement le 7 octobre 2019 et le 30 août 2019. Nombre moyen d'employés permanents et d'autres employés d'Eagle Creek à compter de la date d'acquisition, le 27 novembre 2018.

Diversité et inclusion

OPG souscrit à la diversité dans son sens large – une combinaison de talents, de points de vue, d'antécédents et d'expériences qui accroît la capacité collective. OPG mise énormément sur la promotion d'une culture d'inclusion dans laquelle chacun est traité avec équité et respect et chacun est valorisé comme faisant partie intégrante de l'équipe. OPG favorise, respecte, accepte et valorise les différences des employés et des dirigeants.

En juillet 2018, la Société a élaboré une politique en matière de diversité et d'inclusion des membres du conseil d'administration, dans laquelle il est stipulé que la diversité est essentielle pour attirer des administrateurs qualifiés et conserver un conseil hautement efficace. Le comité de la rémunération, du leadership et de la gouvernance du conseil d'administration évalue des candidatures très diversifiées chaque fois qu'un siège se libère au conseil.

En janvier 2019, OPG est devenue membre du groupe canadien Club 30 %, une organisation largement reconnue dont la mission vise à ce que 30 % des sièges des conseils d'administration et des postes de haute direction au sein de la communauté d'affaires canadienne soient occupés par des femmes en 2022. En août 2019, le conseil d'administration s'est doté d'un nouvel objectif de 50 % en matière de représentation diversifiée d'administrateurs indépendants au conseil, dont un conseil composé à 30 % de femmes en 2022. Au 31 décembre 2019, le conseil d'administration a atteint son objectif de 50 % en matière de représentation diversifiée, dont l'objectif d'un conseil composé de femmes.

Bien qu'aucun objectif n'ait été fixé et qu'aucune politique n'ait été élaborée en matière de diversité pour la haute direction, OPG continue de suivre et de surveiller les mesures en matière de planification d'une relève dont les membres seraient d'origines diverses et s'efforce de constituer une liste de candidats d'origines diverses pour les postes de haute direction. La représentation de personnes d'origines diverses au sein du conseil d'administration et de la haute direction d'OPG était comme suit au 31 décembre 2019 :

Données sur la diversité des sexes	Femmes		Hommes		Total
Administrateurs indépendants	3	38 %	5	62 %	8
Représentation diversifiée d'administrateurs indépendants					> 50 %
Dirigeants ¹	4	29 %	10	71 %	14
Équipe de leadership de l'entreprise ²	3	30 %	7	70 %	10
Équipe de la haute direction ³	17	43 %	23	57 %	40

² Dirigeants d'une société, comme définis par la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

³ L'équipe de leadership de l'entreprise comprend le président et chef de la direction d'OPG, les présidents des secteurs d'activité, les hauts dirigeants et principaux vice-présidents qui relèvent du chef de la direction ou qui peuvent être nommés par l'équipe de leadership de l'entreprise.

⁴ L'équipe de la haute direction comprend généralement les vice-présidents qui relèvent directement d'un membre de l'équipe de leadership de l'entreprise.

Relations avec les Autochtones

La Société croit à la création de 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 les collectivités autochtones. OPG cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect, la transparence et la responsabilité conjointe. Pour sa participation au Programme des relations autochtones progressistes (PAR) du Conseil canadien pour le commerce autochtone, OPG reçoit une distinction Argent. La certification confirme qu'OPG s'est dotée des meilleures pratiques nationales et a fait preuve de son engagement en matière de relations avec les Autochtones. OPG s'engage à obtenir la distinction Or dans le cadre du PAR.

OPG détient et exploite des actifs de production d'électricité dans les territoires traditionnels des Autochtones et a une politique formelle sur les relations avec les Autochtones qui régit les relations avec les collectivités autochtones. La Société s'engage à travailler avec les collectivités autochtones qui vivent à proximité de ses activités actuelles et futures, à favoriser des relations positives et mutuellement avantageuses qui généreront des avantages sociaux et économiques grâce aux partenariats et à la collaboration. Les plans d'affaires opérationnels d'OPG comprennent les éléments suivants propres à la mise en œuvre de la politique sur les relations avec les Autochtones :

- relations avec les collectivités et sensibilisation;
- renforcement de la capacité;
- possibilités d'emploi et de formation;
- possibilités d'affaires et d'approvisionnement;
- formation sur les relations avec les employés autochtones.

L'engagement d'OPG dans le domaine des relations avec les Autochtones comprend, le cas échéant, l'établissement de partenariats de développement liés à la production d'énergie reposant sur des ententes commerciales à long terme et d'autres projets conjoints. Plus ou moins au cours de la dernière décennie, la Société a travaillé en partenariat avec un certain nombre de collectivités autochtones à la construction du projet de centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr., du projet hydroélectrique de la partie inférieure de la Mattagami, de la centrale hydroélectrique Lac Seul et du projet de la centrale solaire Nanticoke.

Les données du tableau qui suit reflètent l'incidence économique des partenariats d'aménagement d'installations de production entre OPG et les collectivités autochtones pour l'exercice clos le 31 décembre :

Données sur les partenariats avec les Autochtones	2019	2018
Capacité de production en service des centrales construites en partenariat avec les collectivités autochtones (MW)	522	478
Revenus provenant des centrales en partenariat avec les collectivités autochtones (en millions de dollars) ¹	315	314

¹ Représentent 100 % des revenus provenant des centrales en partenariat avec les collectivités autochtones.

De plus, en août 2019, OPG a achevé la mise en service d'un microréseau d'énergie renouvelable en partenariat avec la Première Nation KZA pour aider la communauté à réduire son utilisation du diesel. Une fois la période de surveillance du système terminée, le microréseau sera transféré à KZA qui le détiendra.

En mars 2020, OPG, EPCOR Utilities Inc. et PCL Construction ont signé un protocole d'entente avec Minawshyn Development Corporation (MDC), une société détenue en propriété exclusive des collectivités des Premières Nations Matawa et Entreprise Canada Inc. pour déterminer et évaluer les projets potentiels de développement d'infrastructures communautaires avec les collectivités des Premières Nations Matawa du nord de l'Ontario. Le protocole d'entente permettra à OPG de jouer un rôle de premier plan en développement en collaborant avec MDC pour explorer les solutions d'infrastructure qui profiteront à ses collectivités.

OPG s'engage à continuer à consulter de façon proactive les communautés autochtones au sujet de ses nouveaux projets. OPG travaille actuellement à des séances d'information à l'intention des collectivités de la Première Nation Moose Cree et de la Nation Taykwa Tagamou au sujet d'un plan visant à améliorer la sécurité du barrage du cours inférieur de la rivière Mattagami, au moyen principalement du projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long. OPG a également consulté de façon proactive la Nation indépendante Wabaseemoong par l'intermédiaire du projet de remplacement du barrage de régulation n° 2 de la centrale Caribou Falls. Le projet a offert plus de 8 000 heures d'emploi à la collectivité et a été achevé en novembre 2019. Le nouveau barrage de régulation améliore la sécurité de l'exploitation d'OPG pour la communauté de Wabaseemoong et les environs.

En 2019, OPG a également continué de s'engager auprès des collectivités autochtones en ce qui a trait aux activités nucléaires de la Société, notamment au moyen de réunions régulières et d'un dialogue continu avec la Nation métisse de la Région 7 de l'Ontario, la Nation métisse historique Saugeen et la Nation Ojibway Saugeen sur le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé d'OPG. Le 31 janvier 2020, les membres de la Nation Ojibway Saugeen ont voté contre le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité sur des terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western située à Kincardine, en Ontario. OPG respecte la décision de la Nation Ojibway Saugeen et se conformera à son engagement initial de ne pas aller de l'avant avec le projet sur le site sans l'appui de la Nation Ojibway Saugeen. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux* sous *Faits nouveaux relatifs à l'excellence des projets*.

OPG s'engage à améliorer l'accès pour les Autochtones aux possibilités d'emploi et d'approvisionnement, notamment à améliorer le profil de l'industrie nucléaire dans les communautés autochtones. En 2019, le programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire a souligné sa deuxième année d'existence. Ce programme est le fruit d'une collaboration entre OPG, l'EPSCA, Kagita Mikam Aboriginal Employment & Training, et les syndicats et fournisseurs qui participent au projet de réfection de la centrale Darlington. Le programme de possibilités des Autochtones dans la production nucléaire embauche des participants autochtones au programme pour pourvoir des postes d'ouvriers de la construction dans le secteur de l'énergie, tels que menuisiers, chaudronniers et mécaniciens de chantier. En date du mois de décembre 2019, le programme a dépassé son objectif annuel, ayant placé 12 personnes au cours de l'exercice considéré.

En octobre 2019, OPG a organisé son deuxième événement de participation des entreprises autochtones à l'approvisionnement pour les entreprises autochtones en collaboration avec le CCCA. L'événement offre la possibilité aux entreprises autochtones et non autochtones de réseauter et de s'informer sur les initiatives d'approvisionnement d'OPG.

OPG met l'accent sur les possibilités de formation et les ressources d'apprentissage destinées aux employés pour qu'ils acquièrent les connaissances et les compétences nécessaires pour réaliser leurs tâches de façon à appuyer et à améliorer la politique sur les relations avec les Autochtones d'OPG. Pour appuyer cet objectif, en 2019, OPG a achevé la création d'un module d'apprentissage sur les relations avec les Autochtones. Le module a été lancé en janvier 2020 dans le cadre d'une formation interne pour l'ensemble des employés permanents d'OPG.

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses impératifs d'affaires. 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 du conseil d'administration 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 d'affaires pour la Société. Le cadre de GRE d'OPG est conçu pour identifier et évaluer les risques en tenant compte de leurs éventuelles répercussions sur les impératifs d'affaires et les objectifs des plans d'affaires de la Société. La Société a adopté des politiques, des procédures et des 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 d'affaires d'OPG sont décrits brièvement ci-dessous. La direction est d'avis que ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur les activités, les produits, le bénéfice net, les flux de trésorerie, 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son rendement financier. Comme il est décrit plus loin, les risques opérationnels inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge de la centrale, de la performance humaine, des exigences réglementaires et de la technologie employée.

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, tout particulièrement pour la production nucléaire, et les risques liés aux fournisseurs pourraient avoir une incidence sur les activités d'OPG et sur la réalisation d'importants programmes d'investissement. OPG atténue ces risques 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. OPG précise également quelles sont les composantes clés dont l'approvisionnement requiert beaucoup de temps et qu'il faut commander en temps opportun.
Relations de travail	Au 31 décembre 2019, environ 87 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG en Ontario était représentée par un syndicat. C'est pourquoi il existe un risque de conflits de travail inhérent aux activités de la Société. Il existe aussi un risque inhérent que le renouvellement d'une convention collective à venir puisse comprendre des modalités qui auront une incidence défavorable sur les coûts et la capacité d'OPG à gérer ses activités de manière efficace. En avril 2019, par suite de la directive du gouvernement de l'Ontario de soumettre le renouvellement de la convention collective entre PWU et OPG à l'arbitrage, un arbitre a rendu une décision ouvrant la voie à une convention collective de trois ans venant à échéance le 31 mars 2021. Ainsi, il ne pourrait pas y avoir de grève légale des membres de PWU avant avril 2021. La convention collective actuelle entre la Society et OPG interdit la grève ou le lock-out des employés représentés par la Society. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur le renouvellement de la convention collective, les modalités du renouvellement de la convention collective sont établies dans le cadre d'un processus de médiation ou d'arbitrage. En novembre 2019, un arbitre a accordé une convention collective de deux ans venant à échéance le 31 décembre 2021, les parties étant incapables d'en venir à une entente sur les modalités du renouvellement par suite de négociations tenues plus tôt dans l'année.
Fin de vie des actifs de production	Des dommages importants aux composantes et aux systèmes des centrales, ou une détérioration de ceux-ci, pourraient accélérer la fin de vie des actifs de production. La mise hors service plus tôt que prévu d'une unité ou d'une centrale pourrait entraîner une diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG, et devancer les coûts liés à la fermeture et au déclassement de la centrale, et mener à des réductions de la main-d'œuvre. Les risques inhérents à la poursuite des activités commerciales d'une centrale ou d'une unité en fin de vie prévue comprennent la découverte de conditions imprévues, des pannes de matériel, un taux de dégradation de composantes clés d'une centrale, et la nécessité de modifications importantes à la centrale. Pour atténuer ces risques, pour les activités nucléaires, OPG a adopté les mesures recommandées à l'issue d'évaluations techniques réalisées dans le cadre du programme de travaux réalisés pendant l'interruption de chaque centrale. OPG a également 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. Pour les activités autres que nucléaires, OPG suit un rigoureux programme de gestion d'actifs et de maintenance afin d'assurer la continuité des activités des actifs hydroélectriques, thermiques et solaires.

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 partout dans le monde, et cette tendance devrait s'accroître à mesure qu'augmentera la dépendance aux technologies à l'échelle mondiale. OPG dispose d'un programme de cybersécurité assorti de politiques et stratégies lui permettant de se préparer à intervenir et à se remettre d'incidents liés à la cybersécurité le plus rapidement possible en vue de minimiser les effets sur l'exploitation et la sécurité. 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 du cyberspace. OPG procède également à des évaluations périodiques de son profil de cyber risque et de l'efficacité des contrôles.

Les activités d'OPG en Ontario doivent être conformes 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. Un sous-ensemble de ces normes établit les exigences en matière de fiabilité relativement à la cybersécurité. Les activités d'OPG aux États-Unis doivent être conformes aux exigences de cybersécurité applicables telles que définies par la FERC. En outre, les actifs informatiques liés aux activités nucléaires d'OPG sont assujettis aux modalités du régime de permis de la CCSN et à des exigences réglementaires. Pour les autres actifs électroniques qui ne sont pas assujettis aux exigences réglementaires applicables, OPG a adopté, afin de gérer les cyber risques, une approche fondée sur les risques élaborée à partir du cadre de cybersécurité de la National Institute of Standards and Technology.

La Société a des politiques et des programmes en place pour la gestion des cyber risques; ces programmes font l'objet d'un suivi par la direction et le conseil d'administration. Les programmes de cybersécurité d'OPG sont axés sur ce qui suit :

- la protection des actifs de la Société contre les cyberattaques et la protection des renseignements sensibles;
- l'amélioration de la protection contre les cyberattaques et de la capacité de détection, d'intervention 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 cyber risques liés aux 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 la main-d'œuvre au moyen de formations obligatoires annuelles.

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 de gestion de la sécurité 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 tiers 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.

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 électrique et des revenus inférieurs aux prévisions, et une hausse des coûts d'exploitation ou des coûts en capital supérieure aux prévisions. Afin d'atténuer ce risque, OPG continue : • d'apporter des améliorations au programme de gestion des actifs; • 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.
Ressources humaines	La formation de nouveaux leaders et le recrutement et le maintien d'employés qualifiés dans les postes essentiels sont des facteurs déterminants du succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris à des 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 continuer à subvenir à ses besoins en ressources humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant du personnel dans des secteurs précis, tout en misant sur l'attrition pour réaménager du travail et simplifier des processus, au besoin. Des contraintes législatives liées à la rémunération, comme le Cadre de rémunération, <i>Règlement de l'Ontario 406/18</i> en vertu de la <i>Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic</i>, qui impose un gel du salaire de base de dirigeants désignés dans le secteur parapublic de l'Ontario, continuent de présenter des défis à la capacité d'OPG d'attirer et de maintenir en poste le talent requis.
Conformité réglementaire	OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements publiés par différentes entités dans les territoires où elle mène ses activités, dont la CCSN, la CEO, la SIERE et la FERC. 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 certaines personnes lors d'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 ajouter des coûts différentiels aux coûts d'exploitation, notamment pour le remplacement ou la modification de composantes ou pour de nouvelles exigences liées à la gestion des déchets. Dans certains cas, des exigences additionnelles découlant de changements dans l'interprétation de règlements techniques ou de nouvelles situations pourraient donner lieu à un effort accru de la part de la Société. L'exploitation de la majorité des centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis est autorisée par la FERC, ce qui comprend l'émission de permis pour des centrales plus grandes dont la durée se situe entre 30 et 50 ans. Plusieurs centrales d'OPG sont à différentes étapes du renouvellement du permis. Il existe un risque qu'à l'émission d'un nouveau permis, la FERC imposera de nouvelles conditions qui vont restreindre les activités ou exiger des dépenses supplémentaires environnementales, récréatives ou liées d'autres infrastructures des centrales. Les risques liés aux autres organismes de réglementation sont présentés aux rubriques <i>Risques liés au maintien de la vigueur financière – Réglementation des tarifs</i>, <i>Risques liés</i>

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. À défaut d'un site d'élimination permanent, les déchets nucléaires sont stockés dans des emplacements temporaires. Le 31 janvier 2020, les membres de la Nation Ojibway Saugeen ont voté contre le projet de dépôt géologique en profondeur d'OPG pour les déchets de faible activité et de moyenne activité sur des terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western située à Kincardine, en Ontario. OPG respectera son engagement, pris en 2013, de ne pas aller de l'avant avec le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité sur ces terres sans l'aval de la Nation Ojibway Saugeen, et explorera d'autres solutions pour la gestion sûre à long terme de ces déchets.

Pour le combustible nucléaire irradié, 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 entreprend actuellement un processus de choix de sites relativement à ce dépôt géologique en profondeur, processus qu'elle prévoit compléter d'ici 2023.

Production
hydroélectrique

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

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. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée d'OPG en Ontario, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues qui sous-tendent les tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans un compte d'écarts réglementaire approuvé par la CEO.

La production de base excédentaire est toujours observée 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 d'écarts 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 en Ontario. En fonction de la variabilité des débits d'eau pouvant contribuer aux fluctuations à court terme de la production de base excédentaire, la Société prévoit une tendance à la baisse des conditions de production de base excédentaire en raison de la disponibilité réduite de l'énergie nucléaire dans la province découlant de la réfection des unités de la centrale Darlington, de la réfection des centrales Bruce et de la fin des activités commerciales de la centrale Pickering.

Environnement	Les activités et les centrales d'OPG sont assujetties à des obligations de conformité environnementale dans les territoires où elles exercent leurs activités. Ces obligations concernent la protection des terres, de l'eau, de l'air, des organismes vivants et des systèmes naturels. Le défaut de se conformer aux lois et règlements environnementaux applicables, notamment la violation des limites réglementaires à l'égard des émissions, 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 et à une hausse des coûts. OPG compte sur un système de gestion environnementale certifié ISO 14001 pour gérer ses responsabilités environnementales en Ontario. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.
Changements climatiques et phénomènes météorologiques extrêmes	Au cours des dernières années, l'Ontario et d'autres régions d'Amérique du Nord où OPG mène ses activités ont observé une augmentation des événements attribuables aux changements climatiques et des phénomènes météorologiques extrêmes, comme de graves inondations durant la crue printanière. 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. Une approche fondée sur les risques est utilisée pour déterminer l'ampleur de l'adaptation nécessaire à l'atténuation des effets des changements climatiques. La collaboration avec les parties prenantes pour définir les besoins d'adaptation se poursuit au moyen d'analyses et de la compréhension des répercussions des changements climatiques sur les bassins hydrologiques, sur les actifs, sur les activités et sur le marché de l'électricité. OPG travaille également avec tous les paliers de gouvernement au Canada, les collectivités locales et l'industrie à des initiatives d'adaptation aux changements climatiques dans le but d'augmenter la résilience des infrastructures du secteur de l'électricité et d'autres infrastructures importantes. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.
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. Les programmes de gestion des situations d'urgence d'OPG veillent à ce que la Société résolve 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. OPG surveille et apprécie régulièrement les événements qui se produisent à l'échelle mondiale, comme les événements géopolitiques émergents, les catastrophes naturelles et les pandémies, et prépare des mesures d'urgence au cas où ces événements auraient des répercussions sur les activités, employés, clients et parties prenantes d'OPG. OPG continue de surveiller l'incidence de la COVID-19 et passe en revue son programme de continuité des activités afin de préparer l'organisation à faire face à des conditions difficiles.

Risques pouvant compromettre l'excellence des projets

Société hautement capitalistique, OPG entreprend un vaste éventail de projets qui nécessitent des investissements importants. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable d'obtenir les approbations nécessaires pour les projets, 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. OPG atténue les risques associés à la réalisation de projets au moyen d'une méthode évolutive de gestion de projets qui s'applique aux projets dans l'ensemble de la Société. Les risques associés à certains des 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 de la réfection de la centrale Darlington dépassaient le budget ou si elle ne respectait pas l'échéancier du projet. En outre, si les objectifs du projet 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 annuler les activités de réfection subséquentes. OPG continue d'appliquer les leçons apprises dans la réalisation de la réfection de l'unité 2 à la planification de la réfection des prochaines unités.

OPG mise sur des pratiques de gestion des risques solides pour gérer certains risques liés au projet de réfection de la centrale Darlington, y compris :

- les risques liés aux fournisseurs;
- la compétition pour des gens de métier provenant d'autres projets que ceux d'OPG;
- 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 pourraient entraîner des dépassements de coûts;
- les risques liés à la qualité;
- les risques liés à l'exécution et les risques liés au retour des unités en service après leur réfection.

Une grande partie des travaux de réfection de la centrale Darlington est réalisée par des sous-traitants et des fournisseurs, notamment des fournisseurs de services retenus pour concevoir, fournir et construire les composantes du projet. Le nombre de fournisseurs qualifiés pour du travail lié au nucléaire est limité. Qu'ils soient engagés individuellement ou dans le cadre d'un partenariat de coentreprise avec d'autres fournisseurs, la capacité de ces fournisseurs à respecter les échéances de leur contrat tout au long du projet pourrait avoir une incidence sur la performance du projet. Les risques liés aux fournisseurs comprennent, sans s'y limiter, les risques ayant une incidence sur la réputation des fournisseurs et une pénurie potentielle de gens de métier qualifiés embauchés par les fournisseurs. Par ailleurs, il y a un risque 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 de formation et de planification en collaboration 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;
- la collaboration avec Bruce Power pour simplifier les processus et alléger le fardeau des fournisseurs;
- la collaboration avec Bruce Power, les syndicats concernés, les établissements d'enseignement et les autres parties prenantes pour résoudre les lacunes éventuelles dans les disponibilités des ouvriers qualifiés.

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 pendant la réalisation du projet.

La Société a fait appel à divers sous-traitants, chargés de la surveillance de l'exécution du projet.

Disponibilité des gens
de métier

La concurrence entre des projets d'immobilisations et d'infrastructures en Ontario et dans l'ensemble du Canada peut limiter la disponibilité des gens de métier clés pour travailler aux projets d'OPG. OPG court le risque que les gens de métier compétents choisissent de travailler à d'autres projets que les siens, ce qui minerait la capacité de la Société à achever ses projets selon l'échéancier. OPG atténue ce risque en surveillant activement l'offre et la demande pour des gens de métier clés et collabore avec des écoles de formation et des organisations concurrentes afin de coordonner les calendriers, s'il y a lieu.

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, les changements des prix du marché de l'électricité, le déplacement de la production des concurrents et le risque financier associé à la négociation d'énergie.

Modifications aux lois et aux règlements

Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois et aux règlements dans les territoires où elle mène ses activités. 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, l'environnement et 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 et à obtenir un rendement sur les actifs.

Pour atténuer les risques liés à la législation, lorsque cela est possible, OPG fait un suivi des activités de tous les paliers de gouvernement afin de déterminer si les lois futures auront une incidence sur la Société et intervient s'il y a lieu.

En août 2019, le projet de loi visant à modifier la *Loi sur les pêches* afin de mieux protéger les poissons et leur habitat et la *Loi sur l'évaluation d'impact* ont été sanctionnés et adoptés au Canada. Il y a un risque que le fait de renforcer les dispositions en matière de protection des poissons et de leur habitat en vertu de la *Loi sur les pêches* puisse avoir une incidence sur les activités hydroélectriques d'OPG. Afin d'atténuer ce risque, OPG et ses partenaires de l'industrie collaborent avec Pêches et Océans Canada en vue de développer les codes, politiques et procédures qui détermineront la façon dont le régime sera administré. OPG élabore également une stratégie en matière de conformité. La *Loi sur l'évaluation d'impact* et les règlements à l'appui ne devraient pas avoir d'incidence sur les projets actuels d'OPG.

Réglementation des tarifs

Il existe un risque que les tarifs réglementés établis par la CEO ne permettent pas de recouvrer intégralement 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, ce qui nuirait aux bénéfices et aux flux de trésorerie d'exploitation de la Société. Il pourrait survenir si :

- au moment de fixer les tarifs réglementés, la CEO apportait des changements aux prévisions soumises par OPG;
- 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;
- la production et les coûts réels différaient considérablement des prévisions approuvées par la CEO. Les écarts entre la production et les coûts réels et la production et les coûts prévus pourraient découler des risques liés aux interruptions non planifiées 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.

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 déclasséement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA, OPG doit mettre de côté et investir des fonds dans des Fonds distincts nucléaires pour s'acquitter de ses obligations liées au déclasséement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme des déchets nucléaires. L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasséement des centrales nucléaires est fondée sur différentes hypothèses et estimations sous-jacentes qui pourraient évoluer au fil du temps. 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 parallèlement au processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. La dernière mise à jour des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasséement des centrales nucléaires a été approuvée par la Province, dans le cadre du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA.

Les Fonds distincts nucléaires sont 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 placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires sont répartis entre les actions canadiennes et les actions internationales, les titres à revenu fixe de sociétés et de gouvernements, les fonds groupés, l'immobilier, les infrastructures et autres placements. 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 déclasséement des centrales nucléaires;
- la gestion à long terme du combustible en excédent des 2,23 premiers millions de grappes et des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité après la fermeture de leur centrale nucléaire respective.

Conformément aux méthodes de recouvrement des coûts approuvées 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 ci-après, en vertu des méthodes de recouvrement des coûts approuvées par la CEO, le bénéfice net 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.

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. Par conséquent, 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 sont entièrement capitalisés ou surcapitalisés.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi	Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite à prestations déterminées, l'assurance-vie collective, l'assurance de soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée pour les employés admissibles. 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 <i>Loi sur les régimes de retraite</i> (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. OPG devra déposer des évaluations actuarielles annuellement si la situation de capitalisation de solvabilité du régime baisse en dessous du seuil spécifié dans les règlements de la <i>Loi sur les régimes de retraite</i> (Ontario). Les évaluations actuarielles futures pourraient faire augmenter les obligations de capitalisation d'OPG en raison des conditions du marché et de l'économie. 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.
Production visée par contrat	Les centrales de la Société situées en Ontario qui sont 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 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. Bien qu'OPG prévoie que les centrales, exploitées aux termes d'une CAE ou de tout autre contrat, continueront de fournir de l'énergie et une capacité sur le marché en Ontario et aux États-Unis pour la durée des contrats respectifs, rien ne garantit que ces contrats seront renouvelés à leur échéance, ni qu'ils seront conclus selon des modalités financièrement acceptables.

Marchés de l'électricité	Les revenus d'OPG subissent l'incidence de facteurs externes liés au marché de l'électricité, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur les marchés, les activités concurrentielles des participants au marché, la demande d'électricité, les changements à la réglementation de protection de l'environnement et les tarifs d'électricité de gros dans les marchés applicables. Certaines centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis vendent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros au comptant de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité du prix du marché de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus tirés de ces centrales représentent une petite partie du revenu global d'OPG, la Société pourrait conclure des ententes en matière de couverture afin d'atténuer davantage ce risque. La SIERE a amorcé les étapes de conception avancées du programme de renouvellement du marché, qui devrait déboucher sur une refonte du marché de l'électricité en Ontario et qui pourrait avoir une incidence sur OPG, selon le modèle de marché qui sera mis en œuvre. Pour la SIERE, l'objectif du programme de renouvellement du marché est d'améliorer la tarification, le calendrier 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 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, du Développement du Nord et des Mines 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 <i>Loi sur les sociétés par actions</i> (Ontario), qui influent directement sur les décisions importantes. Ces décisions portent, entre autres, sur le développement de projets, les demandes de tarifs réglementés, les acquisitions et les dessaisissements d'actifs, ainsi que sur 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. 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. Cela comprend, entre autres, les mesures prises par la Province pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.
Stratégie d'acquisition et de croissance	Il existe des risques d'exécution et d'intégration associés à la stratégie d'acquisition et de croissance de la Société qui pourraient faire en sorte que la valeur réalisée diffère des projections de base. L'évaluation financière d'une acquisition ou d'un autre placement se fonde principalement sur les projections de flux de trésorerie à long terme. Rien ne garantit que des changements dans les hypothèses clés sous-jacentes à l'évaluation, comme la quantité d'électricité produite, les prix du marché de l'énergie, les dépenses en capital et d'exploitation et les taux d'intérêt, puissent amener la valeur économique réalisée dans des acquisitions ou d'autres investissements à différer des projections de base. Pour atténuer ces risques, OPG procède à un examen préalable détaillé et a mis en place un processus bien établi d'intégration des acquisitions. De plus, OPG maintient une communication ouverte et transparente avec les sociétés acquises afin de favoriser le dynamisme des sociétés et la fidélisation des employés d'un bout à l'autre du processus, lorsque cela est possible.

Liquidité

OPG mène 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 et les investissements dans de nouvelles capacités de production, des acquisitions et d'autres possibilités de développement de l'entreprise. 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, la réglementation, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et les notes de crédit attribuées à la Société par les agences de notation. Pour atténuer ces risques, OPG utilise plusieurs sources de financement et prévoit la disponibilité des fonds, surveille activement les besoins en financement et met tout en œuvre pour conserver des notes de crédit de première qualité.

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.

	2020	2021	2022
Besoins en combustible estimatifs couverts ¹	76 %	74 %	70 %

¹ Représentent la tranche approximative en MWh 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 en Ontario, 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 un exercice donné sont attribués à l'exercice suivant 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 grands projets de développement sont surtout libellés en dollars américains. Pour gérer ce risque, OPG a recours périodiquement à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et autres contrats dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées. Au 31 décembre 2019, OPG n'avait aucun contrat de change à terme en cours. De plus, la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a également une incidence sur les résultats financiers d'OPG pour certaines de ses filiales qui mènent leurs activités exclusivement aux États-Unis.

Taux d'intérêt

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 approuvées. 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.

Crédit

La Société est exposée au risque de crédit en raison des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture et 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 géré par la SIERE en Ontario. 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 2019 :

Note 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	47	24	5	14
SIERE ⁴	1	462	1	462
Autres	31	3	-	-
Total	79	489	6	476

¹ Les notes 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.

La catégorie Autres représente les contreparties dont la note n'a pas été analysée par OPG.

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.

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 21 des états financiers consolidés audités de 2019 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, 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 partenaires. OPG s'efforce 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. 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.

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, aux exploitations passées du prédécesseur d'OPG, 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 :

(en millions de dollars)	2019		2018	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	8	-	11	-
Services	-	9	-	7
Dividendes	7	-	7	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	870	-	(419)
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	1 085	-	(547)
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	109	-	108
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	218	-	219
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	136	-	149
Impôts sur les bénéfices	-	343	-	267
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	5 521	-	5 068	-
Rendement de Fair Hydro Trust ²	24	-	63	-
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs ²	20	-	-	-
	5 580	2 770	5 149	(216)

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés, déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à tout excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2019 et 2018, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés compte non tenu des montants à payer à la Province respectivement de 5 451 millions de dollars et 3 496 millions de dollars.

² Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats financiers consolidés d'OPG en date du 9 mai 2019. En conséquence, certaines opérations qui avaient été précédemment éliminées à la consolidation, notamment les intérêts créditeurs sur le placement d'OPG dans des titres d'emprunt subordonnés émis par la Fiducie, sont maintenant traitées comme des opérations avec des entités hors d'OPG, et sont présentées comme des opérations entre parties liées avec Fair Hydro Trust. Le rendement de Fair Hydro Trust renvoie à la période précédant la déconsolidation de la Fiducie et comprend essentiellement des intérêts créditeurs, montant net, que gagne la Fiducie sur les créances de financement de la SIERE qui ont été consolidés dans les résultats financiers d'OPG jusqu'au 9 mai 2019.

Les soldes entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-après :

(en millions de dollars)	Aux 31 décembre	
	2019	2018
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	462	478
Fair Hydro Trust ¹	4	-
SIERE – Fair Hydro Trust ²	-	2
PEC	1	2
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust ²	917	-
Créances de financement		
SIERE – Fair Hydro Trust ²	-	1 788
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	169	153
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	2	4
PEC	1	-
SFIEO	65	50
Province d'Ontario	9	8
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	5	8
SIERE – Fair Hydro Trust ²	-	13
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 135	3 400

¹ Représente le solde des montants à recevoir des intérêts créditeurs gagnés par OPG découlant de son placement dans la dette subordonnée de la Fiducie.

² Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats consolidés d'OPG le 9 mai 2019. Par conséquent, certains soldes ne sont plus comptabilisés dans le bilan consolidé d'OPG. Le prêt à recevoir de Fair Hydro Trust représente le placement d'OPG dans la dette subordonnée émise par Fair Hydro Trust d'une valeur nominale de 876 millions de dollars et est inscrit au bilan consolidé après la date de déconsolidation d'OPG.

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 2019, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 426 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 399 millions de dollars en 2018) et 11 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (2 millions de dollars en 2018). Au 31 décembre 2019, la caisse de retraite du régime agréé détenait 67 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (41 millions de dollars en 2018) et 7 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (néant en 2018). 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.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La gestion, 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.

OPG a acquis une participation de 100 % dans Cube Hydro, une plateforme américaine d'hydroélectricité, le 7 octobre 2019. La contribution de Cube Hydro au bénéfice net consolidé d'OPG pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 était inférieure à 1,0 %. Au 31 décembre 2019, le total de l'actif de Cube Hydro représentait environ 2,8 % du total de l'actif de la Société, et le total du passif de Cube Hydro représentait environ 1,0 % du total du passif de la Société. Les contrôles, politiques et procédures de Cube Hydro ont été exclus de l'étendue des CPCI et du CIIF d'OPG au 31 décembre 2019, comme l'autorise le sous-paragraphe 1 b) de l'article 3.3 du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, pour les entreprises acquises par un émetteur au plus 365 jours avant la clôture de la période comptable visée par l'attestation.

Exception faite de la limitation de l'étendue décrite ci-dessus, aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 qui a eu une incidence importante ou qui aurait vraisemblablement eu une incidence importante sur les rapports financiers 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 2019.

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2019	2018
Revenus	1 522	1 475
Charges liées au combustible	182	175
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	697	722
Amortissement	275	200
Autres charges (gains), montant net	37	(5)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	331	383
Intérêts débiteurs, montant net	29	21
Charge d'impôts	55	97
Bénéfice net	247	265
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	243	260
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	4	5

¹ Renvoie aux participations suivantes : 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, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership, à la participation de 15 % d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation dans Nanticoke Solar LP, à la participation de 5 % d'une société en propriété exclusive de la Première Nation Mississaugas of the Credit dans Nanticoke Solar LP et aux participations sans contrôle dans certaines installations productrices d'électricité aux États-Unis.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 243 millions de dollars pour le quatrième trimestre, contre 260 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2018.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établi à 331 millions de dollars au quatrième trimestre de 2019, en baisse de 52 millions de dollars par rapport à celui du trimestre correspondant de 2018.

La diminution du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices découle essentiellement de la baisse de la production d'électricité de 0,5 TWh du secteur Production nucléaire réglementée, laquelle s'est traduite par une baisse des revenus, déduction faite des charges liées au combustible, de 43 millions de dollars.

L'augmentation des avenants tarifaires liés au recouvrement des soldes des comptes réglementaires en vigueur au cours du quatrième trimestre de 2019 a également contribué à une hausse des revenus. Cette hausse a été contrebalancée en grande partie par une hausse correspondante de la dotation aux amortissements liée à ces soldes.

Les intérêts débiteurs, montant net ont augmenté de 8 millions de dollars au quatrième trimestre de 2019, en regard de ceux du trimestre correspondant de 2018. L'augmentation s'explique avant tout par la hausse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington et la hausse des frais d'intérêts reportés dans les comptes réglementaires.

La charge d'impôts a diminué de 42 millions de dollars au cours du quatrième trimestre de 2019, comparativement à celle du trimestre correspondant de 2018. La diminution s'explique surtout par l'incidence d'une baisse du bénéfice avant impôts, un montant plus élevé de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires et l'incidence de l'ajustement de l'impôt au titre des placements comptabilisés à la valeur de consolidation au quatrième trimestre de 2018.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2019 et 2018 s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2019	2018
Production nucléaire réglementée	10,8	11,3
Production hydroélectrique réglementée	7,4	7,5
Production visée par contrat et autre ¹	1,2	0,9
Total de la production d'électricité d'OPG	19,4	19,7
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	18,3	17,9

¹ Comprend la quote-part d'OPG de la production d'électricité des centrales que la Société détient en copropriété ou dans lesquelles elle détient des participations minoritaires.

² Calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG en Ontario.

La diminution de 0,3 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2019 par rapport à celle du trimestre correspondant de 2018 s'explique essentiellement par la baisse de la production d'électricité de 0,5 TWh du secteur Production nucléaire réglementée. La baisse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée découle essentiellement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Darlington au quatrième trimestre de 2019 et a été partiellement contrebalancé par la hausse de la production d'électricité de 0,3 TWh du secteur Production visée par contrat et autre, attribuable principalement à l'acquisition de Cube Hydro le 7 octobre 2019.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 33,6 TWh au quatrième trimestre de 2019, contre 34,0 TWh au quatrième trimestre de 2018. La demande d'électricité en Ontario ne tient pas compte des exportations d'électricité hors de la province.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 ont atteint 678 millions de dollars, comparativement à 524 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. La hausse est principalement attribuable à l'incidence de l'augmentation des avenants tarifaires en vigueur en 2019.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 ont atteint 1 604 millions de dollars, comparativement à 872 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté principalement en raison de l'acquisition de Cube Hydro en octobre 2019, en partie contrebalancée par l'acquisition d'Eagle Creek en novembre 2018.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 ont atteint 51 millions de dollars, comparativement aux flux de trésorerie provenant des activités de financement de 139 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté principalement en raison du remboursement net sur la dette à long terme et la dette à court terme au quatrième trimestre de 2019.

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>	2019	2018	2017
Revenus	6 022	5 537	5 158
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 126	1 195	860
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	4,10 \$	4,37 \$	3,35 \$
Total de l'actif	55 404	52 252	48 822
Total du passif à long terme	39 060	37 192	34 933
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	274,6	273,2	256,7

Informations financières trimestrielles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)</i>	Trimestres clos en 2019				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Production d'électricité (TWh)	19,4	19,1	20,2	19,1	77,8
Revenus	1 522	1 508	1 566	1 426	6 022
Bénéfice net	247	323	356	217	1 143
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	4	5	4	17
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	243	319	351	213	1 126
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	0,88 \$	1,16 \$	1,28 \$	0,78 \$	4,10 \$

Informations financières trimestrielles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)</i>	Trimestres clos en 2018				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Production d'électricité (TWh)	19,7	18,3	17,2	18,8	74,0
Revenus	1 475	1 373	1 282	1 407	5 537
Bénéfice net	265	283	126	539	1 213
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	5	4	5	4	18
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	260	279	121	535	1 195
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	0,95 \$	1,02 \$	0,44 \$	1,99 \$	4,37 \$

Tendances

La production d'électricité trimestrielle d'OPG dans le secteur de la Production hydroélectrique réglementée et celui de la Production visée par contrat et autre est touchée par des variations de la demande d'électricité sur le réseau. Les variations de la demande d'électricité alimentée par le réseau sont principalement causées par des fluctuations saisonnières des conditions météorologiques, de l'évolution des conditions économiques, de l'incidence des petits producteurs intégrés dans les réseaux de distribution et des répercussions des efforts en matière de conservation. En Ontario, la demande d'électricité a toujours été plus forte en hiver et en été en raison de la demande de chauffage et de climatisation.

La production d'électricité trimestrielle d'OPG depuis ses centrales hydroélectriques est aussi touchée par les conditions météorologiques qui ont une incidence sur le débit de l'eau. Les débits d'eau ont toujours été plus élevés au printemps en raison de la fonte des neiges et des glaces dans les réseaux hydrographiques. L'incidence financière de la variabilité des débits d'eau sur la Production hydroélectrique réglementée est atténuée par les comptes d'écarts réglementaires autorisés par la CEO.

L'incidence financière des variations de la production hydroélectrique du secteur de la Production visée par contrat et autre est atténuée pour les centrales liées par contrat en Ontario par les modalités des CAE applicables et d'autres contrats de production à long terme avec la SIERE.

La production d'électricité et les résultats financiers du secteur Production nucléaire réglementée sont principalement touchés par les interruptions dans les centrales nucléaires. La fréquence et le calendrier des interruptions planifiées dans le cadre du cycle d'interruptions d'une centrale peuvent donner lieu à une variabilité d'une période à l'autre des résultats financiers d'OPG. Le cycle d'interruptions de chaque centrale nucléaire d'OPG établit le nombre d'interruptions planifiées dans un exercice donné. Les cycles d'interruptions ont pour objet de veiller à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation à long terme des centrales et à leur conformité avec les exigences réglementaires de la CCSN.

Les centrales nucléaires Darlington et Pickering ont été conçues pour fonctionner à pleine puissance en tant qu'installations de base, c'est pourquoi leur production d'électricité ne suit pas l'évolution de la demande d'électricité fournie par le réseau.

Mesures clés du rendement d'exploitation

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 de la Société s'entendent des mesures de fiabilité de la production, de la rentabilité et de la performance sur les plans de l'environnement et de la sécurité. Certaines des mesures utilisées varient selon la technologie de production.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

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. Un jour d'interruption représente un jour où une seule unité est mise hors tension ou déclassée pendant une durée équivalente à une journée. 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 a été exclue de cette mesure depuis octobre 2016, date à laquelle l'unité a été mise hors service dans le cadre des travaux de réfection de la centrale Darlington. Au 31 décembre 2019, la centrale Darlington comptait trois unités en service et la centrale de Pickering, six.

Disponibilité hydroélectrique

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, pondéré en fonction de la capacité de l'unité.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques est un indice de la fiabilité d'une unité de production aux centrales thermiques en propriété exclusive 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.

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. Les mesures applicables sont décrites à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Mesures du rendement d'exploitation 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 présent rapport de gestion. 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 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 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 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 à l'exclusion 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>	2019	2018
RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 126	1 195
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu	13 788	12 623
RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu (en pourcentage)	8,2	9,5

2) Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité globale des activités de production d'électricité d'OPG en Ontario. Le coût total de la production de l'entreprise par MWh s'entend des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration (à l'exclusion du projet de réfection de la centrale Darlington, des projets de développement de la capacité de production et d'autres projets importants, de même que les opérations et les initiatives de développement commercial, des activités aux États-Unis, de l'incidence des comptes réglementaires, du Fair Hydro Trust et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production d'électricité d'OPG), les charges liées au combustible pour les centrales exploitées par OPG, y compris les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires) et les dépenses en immobilisations (à l'exclusion du projet de réfection de la centrale Darlington, des projets de développement de la capacité de productions et d'autres projets importants, et des activités aux États-Unis) engagées au cours de la période, divisées par la production d'électricité totale des centrales exploitées par OPG en Ontario, majorées de la production d'électricité perdue en raison de la production de base 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>	2019	2018
Coût total de la production de l'entreprise		
Total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 788	2 825
Total des charges liées au combustible	677	671
Total des dépenses en immobilisations	1 991	1 859
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 153)	(1 111)
Déduire : coûts en capital et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour les projets de développement de la capacité de production et d'autres projets importants, et le développement commercial	(100)	(152)
Ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans les comptes réglementaires	5	47
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(65)	(64)
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	43	42
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production d'électricité	(22)	(17)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et dépenses en immobilisations liées aux activités aux États-Unis	(93)	(5)
Autres ajustements	(23)	(11)
	4 048	4 084
Production d'électricité ajustée (TWh)		
Total de la production d'électricité d'OPG	77,8	74,0
Ajustement au titre de la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire et quote-part d'OPG de la production d'électricité provenant des installations détenues en copropriété et des activités aux États-Unis	1,9	2,7
	79,7	76,7
Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh)¹	50,82	53,24

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

3) 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
et les médias
416-592-4008

1-877-592-4008

media@opg.com

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 et au conseil d'administration 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). Les états financiers consolidés 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.

La Société maintient un système de contrôles internes sur lequel il s'appuie pour assurer, de manière raisonnable et rentable, la fiabilité de l'information financière. Ces contrôles sont établis dans le but de fournir à la Société l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers consolidés 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.

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. Leur 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.



Ken Hartwick
Président et chef de la direction



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

Le 12 mars 2020

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.,

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'**Ontario Power Generation Inc.** (la « Société »), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2019 et 2018, et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables.

À notre avis, les états financiers consolidés ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de la Société aux 31 décembre 2019 et 2018, ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés » du présent rapport. Nous sommes indépendants de la Société conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à l'audit des états financiers consolidés au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles. Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent :

- du rapport de gestion;
- des informations contenues dans le rapport annuel, autres que les états financiers consolidés et notre rapport de l'auditeur sur ces états.

Notre opinion sur les états financiers consolidés ne s'étend pas aux autres informations et nous n'exprimons aucune forme d'assurance que ce soit sur ces informations.

En ce qui concerne notre audit des états financiers consolidés, notre responsabilité consiste à lire les autres informations et, ce faisant, à apprécier s'il existe une incohérence significative entre celles-ci et les états financiers consolidés ou la connaissance que nous avons acquise au cours de l'audit, ou encore si les autres informations semblent autrement comporter une anomalie significative.

Nous avons obtenu le rapport de gestion avant la date du présent rapport. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait. Nous n'avons rien à signaler à cet égard.

Nous nous attendons à obtenir le rapport annuel après la date du présent rapport. Si, à la lumière des travaux que nous effectuerons sur les autres informations contenues dans le rapport annuel, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous serons tenus de signaler ce fait aux responsables de la gouvernance.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers consolidés

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

Lors de la préparation des états financiers consolidés, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider la société ou de cesser son activité ou si aucune autre solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de la Société.

Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport de l'auditeur contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister. Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influencer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers consolidés prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit. En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit 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 la Société;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;

- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la Société à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers consolidés, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers consolidés représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de la Société pour exprimer une opinion sur les états financiers consolidés. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit.

Nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit.

Nous fournissons également aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes s'il y a lieu.

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

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 12 mars 2020

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2019	2018
Revenus	6 022	5 537
Charges liées au combustible	677	671
Marge brute	5 345	4 866
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 788	2 825
Amortissement (note 8)	1 073	784
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 13)	1 019	985
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 13)	(894)	(854)
Impôts fonciers	42	37
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(40)	(44)
	3 988	3 733
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	1 357	1 133
Autres gains (note 25)	(40)	(298)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 397	1 431
Intérêts débiteurs, montant net (note 11)	64	77
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	1 333	1 354
Charge d'impôts (note 14)	190	141
Bénéfice net	1 143	1 213
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 126	1 195
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	17	18
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire (en dollars) (note 20)	4,10	4,37

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2019	2018
Bénéfice net	1 143	1 213
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 15)		
Perte actuarielle (gain actuariel) à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ¹	(14)	1
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	9	11
Gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	-	1
Reclassement aux résultats de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ⁴	15	17
Écart de conversion ⁵	(44)	13
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(34)	43
Résultat étendu	1 109	1 256
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	1 092	1 238
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	17	18

¹ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars et d'une charge d'impôts de néant respectivement pour 2019 et 2018.

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 3 millions de dollars et 4 millions de dollars respectivement pour 2019 et 2018.

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant respectivement pour 2019 et 2018.

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars respectivement pour 2019 et 2018.

⁵ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant respectivement pour 2019 et 2018.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2019	2018
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 143	1 213
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 8)	1 073	784
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 019	985
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(894)	(854)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 16)	438	397
Impôts reportés (note 14)	(91)	(21)
Actifs réglementaires et passifs réglementaires	275	(51)
Autres gains	(33)	(263)
Autres	7	(23)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(336)	(307)
Remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	93	97
Cotisations à la caisse de retraite et débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires	(294)	(308)
Distributions reçues des participations dans des entités sous influence notable	54	49
Variation nette des autres actifs à long terme et des passifs à long terme	53	149
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 23)	99	(160)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 606	1 687
Activités d'investissement		
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels (note 22)	(2 058)	(1 826)
Acquisition de Cube Hydro, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(1 101)	-
Acquisition de la centrale Brighton Beach, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(131)	-
Produit du prêt à recevoir	11	-
Acquisition d'Eagle Creek Renewable Energy, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	-	(358)
Produit net de la vente d'immobilisations corporelles	-	289
Acquisition des créances de financement de Fair Hydro Trust	-	(609)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 279)	(2 504)
Activités de financement		
Émission de dette à court terme	4 161	3 922
Remboursement de dette à court terme	(4 307)	(3 951)
Produit net de l'émission de dette à long terme d'OPG (note 11)	1 397	1 049
Remboursement de dette à long terme d'OPG	(385)	(398)
Distribution versée à la participation sans contrôle	(17)	(18)
Apport de la participation sans contrôle	5	-
Produit net de l'émission de dette à long terme de Fair Hydro Trust (note 11)	-	1 206
Remboursement de la dette renouvelable adossée à des actifs de Fair Hydro Trust	-	(900)
Émission d'actions de catégorie A (note 19)	-	268
Dividende versé au Trésor de la Province (note 24)	-	(283)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	854	895
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	4	1
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	185	79
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	313	234
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	498	313

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre
(en millions de dollars)

	2019	2018
Actif		
Actifs à court terme		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions (note 6)	498	313
Titres de capitaux propres	169	153
Montants à recevoir de parties liées (note 26)	468	483
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 13)	40	19
Stocks de combustible	233	294
Matières et fournitures	92	103
Actifs réglementaires (note 9)	486	490
Charges payées d'avance	136	116
Impôts sur les bénéfices à recouvrer	8	-
Autres actifs à court terme	117	167
	2 247	2 138
Immobilisations corporelles (note 8)	35 909	32 209
Moins : amortissement cumulé	9 862	9 222
	26 047	22 987
Actifs incorporels (note 8)	566	467
Moins : amortissement cumulé	258	211
	308	256
Goodwill (note 10)	163	107
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 13)	18 252	17 464
Prêt à recevoir (note 5)	917	-
Créances de financement (note 26)	-	1 788
Matières et fournitures à long terme	392	347
Actifs réglementaires (note 9)	6 770	6 769
Participations dans des entités sous influence notable (note 27)	250	339
Autres actifs à long terme	58	57
	26 639	26 764
	55 404	52 252

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre
(en millions de dollars)

	2019	2018
Passif		
Passifs à court terme		
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 109	1 170
Dette à court terme (note 12)	164	322
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 11)	693	368
Impôts sur les bénéfices à payer	-	37
Passifs réglementaires (note 9)	103	36
	2 069	1 933
Dette à long terme (note 11)	7 533	7 188
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 13)	22 081	21 225
Passifs au titre des régimes de retraite (note 16)	3 568	3 642
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 16)	3 099	2 697
Créditeurs et charges à payer à long terme	276	250
Revenus constatés d'avance	400	410
Impôts reportés (note 14)	1 154	1 018
Passifs réglementaires (note 9)	949	762
	31 527	30 004
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 19)	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² (note 19)	787	787
Surplus d'apport (note 5)	39	-
Bénéfices non répartis	8 418	7 292
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 15)	(277)	(243)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	14 093	12 962
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle	182	165
Total des capitaux propres	14 275	13 127
	55 404	52 252

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2019 et 2018.

² 18 343 815 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars aux 31 décembre 2019 et 2018.

Engagements et éventualités (notes 11, 14, 16 et 21)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :

(signé) Wendy Kei
Présidente du conseil d'administration

(signé) Ani Hotoyan-Joly
Administratrice

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2019	2018
Actions ordinaires (note 19)	5 126	5 126
Actions de catégorie A (note 19)		
Solde au début de l'exercice	787	519
Émission d'actions de catégorie A	-	268
Solde à la fin de l'exercice	787	787
Surplus d'apport (note 19)		
Solde au début de l'exercice	-	-
Gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust (note 5)	39	-
Solde à la fin de l'exercice	39	-
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	7 292	6 396
Reclassement de pertes latentes cumulées sur les titres de capitaux propres aux bénéfices non répartis d'ouverture	-	(9)
Rajustement du solde d'ouverture des bénéfices non répartis pour comptabiliser les incidences fiscales de transferts intragroupes d'actifs	-	(7)
	7 292	6 380
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 126	1 195
Dividende versé au Trésor de la Province (note 24)	-	(283)
Solde à la fin de l'exercice	8 418	7 292
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	(243)	(295)
Reclassement de pertes latentes cumulées sur les titres de capitaux propres aux bénéfices non répartis d'ouverture	-	9
	(243)	(286)
Autres éléments du résultat étendu	(34)	43
Solde à la fin de l'exercice	(277)	(243)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	14 093	12 962
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	165	165
Participation sans contrôle découlant d'une acquisition (note 4)	12	-
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	17	18
Distribution versée à la participation sans contrôle	(17)	(18)
Apport en capitaux propres de la participation sans contrôle (note 29)	5	-
Solde à la fin de l'exercice	182	165
Total des capitaux propres	14 275	13 127

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

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.

Au 31 décembre 2019, OPG et ses filiales en propriété exclusive détenaient et exploitaient deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, trois centrales thermiques et une centrale solaire en Ontario, au Canada. Également, par l'entremise de ses filiales américaines en propriété exclusive, la Société détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 85 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 13 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis. De plus, OPG et Corporation TC Énergie sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné Portlands Energy Centre (PEC) de 550 mégawatts (MW), située en Ontario. OPG possède également deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (collectivement, les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power). Au 31 décembre 2019, OPG n'exploitait pas PEC, les centrales nucléaires Bruce ni les centrales dans lesquelles elle détenait des participations minoritaires aux États-Unis.

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 préparés 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.

Au mois d'avril 2018, la dispense qu'OPG avait obtenue au préalable de la CVMO a été prolongée. Elle prendra désormais fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2024.
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs.
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une IFRS propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs.

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2018 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2019.

3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

a) Nouvelles normes comptables à compter de 2019

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié la mise à jour Accounting Standards Update (ASU) No. 2016-02, *Leases (Topic 842)*, pour remplacer les lignes directrices actuelles en matière de comptabilisation des contrats de location en vertu de *Leases (Topic 840)*. La mise à jour apportait de nombreuses modifications aux lignes directrices, en particulier pour les preneurs, et visait à améliorer la transparence et la comparabilité de l'information entre les entreprises en exigeant de comptabiliser au bilan les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019, OPG a adopté le Topic 842 au moyen de la méthode de transition facultative selon laquelle l'incidence cumulative de l'adoption de la nouvelle norme est comptabilisée à titre d'ajustement des soldes d'ouverture au cours de la période initiale d'adoption et les périodes comparatives continuent d'être présentées conformément au Topic 840, y compris les informations fournies. Dans le cadre de sa transition au Topic 842, la Société a choisi d'adopter l'ensemble des mesures de simplification, permettant ainsi à OPG de poursuivre le classement établi des contrats de location en vertu du Topic 840, éliminant le besoin de réévaluer si des contrats en cours ou expirés contiennent des contrats de location ni de remettre en question le traitement comptable des coûts indirects des contrats de location précédemment établis. OPG a également adopté la mesure de simplification de l'ASU No. 2018-01, *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842*, qui permet à la Société de ne pas évaluer les contrats de servitude en cours ou expirés en vertu de la nouvelle norme comptable avant son adoption. Tout nouveau contrat de servitude conclu après l'adoption de la nouvelle norme ainsi que toute modification apportée à un contrat de servitude en cours seront évalués en vertu du Topic 842.

Un contrat est réputé contenir un contrat de location s'il consiste en un bien déterminé et que le client qui est partie à l'entente détient le droit de contrôler l'utilisation du bien pour un certain de temps moyennant une contrepartie. Les immobilisations corporelles qui sont physiquement distinctes ou dont la quasi-totalité de la capacité est destinée au client sont des exemples de biens déterminés. Le droit du client de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé s'entend de son droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien et de décider de l'utilisation d'un bien déterminé, pendant toute la durée de son utilisation. Un client peut décider de l'utilisation d'un bien s'il détient les droits décisionnels qui influenceront le plus sur les avantages économiques découlant de l'utilisation de celui-ci. Sauf disposition contraire explicite, un contrat n'est pas réputé contenir des droits de substitution substantiels, selon lesquels le fournisseur ne peut remplacer facilement le bien par un autre tout au long de la durée d'utilisation ou obtenir un avantage économique découlant du remplacement.

À titre de mesure de simplification pour les contrats de location dans le cadre desquels OPG est le preneur, les composantes locatives et non locatives, s'il en est, sont combinées et comptabilisées comme un seul coût de location. De la même façon, à titre de mesure de simplification pour les contrats de location dans le cadre desquels OPG est le bailleur, la Société combine les composantes locatives et non locatives et les comptabilise comme une seule composante, de nature locative. OPG ne comptabilise aucune composante non locative séparément de la composante combinée.

Pour les contrats dans le cadre desquels OPG est le bailleur, la Société a exclu toutes les taxes levées par une instance gouvernementale sur les transactions génératrices de revenus locatifs de la contrepartie prévue au contrat et des paiements variables non inclus dans la contrepartie prévue au contrat.

Tel que l'autorise l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme prévue par la norme, OPG a choisi de ne pas appliquer les exigences de comptabilisation prescrites par le Topic 842 pour ses contrats de location à court terme. Ces contrats comprennent des contrats de location qui ont une durée de douze mois et moins à compter de la date de début du contrat et qui ne contiennent pas d'option d'achat visant les biens sous-jacents dont l'entité a la certitude raisonnable d'exercer.

Lorsqu'il peut être déterminé, le taux implicite du contrat de location est utilisé comme taux d'actualisation pour calculer la valeur actualisée des paiements au titre d'un contrat de location dans le cadre duquel la Société est le preneur. Sinon, on utilise le taux d'emprunt marginal, qui représente le taux d'intérêt qu'OPG devrait payer pour emprunter, sur une base garantie et sur une durée semblable, un montant correspondant aux paiements de loyers dans un contexte économique semblable. Le taux d'emprunt marginal de chaque contrat de location est déterminé à la date d'entrée en vigueur des contrats de location, en obtenant le taux de référence approprié, sur lequel tout écart de financement et ajustement propre au contrat est appliqué. Le taux d'actualisation est réévalué si l'obligation locative respective doit être réévaluée en raison de changements dans les hypothèses clés ou dans le contrat sous-jacent.

Au 1^{er} janvier 2019, à la mise en œuvre du Topic 842, la Société a comptabilisé ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	1^{er} janvier 2019	Poste du bilan
Actif au titre du droit d'utilisation		
À court terme	15	Autres actifs à court terme
À long terme	59	Immobilisations corporelles
	74	
Obligations locatives liées à des contrats de location simple		
À court terme	15	Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer
À long terme	63	Créditeurs et charges à payer à long terme
	78	

b) Base de 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 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.

Le tableau ci-dessous contient des informations sur les placements d'OPG qui sont comptabilisés à la valeur de consolidation :

Entité	Pays de l'établissement commercial	Type d'entité	Participation
Portlands Energy Centre L.P.	Canada	Société en commandite	50,00 %
Ontario Charging Network L.P.	Canada	Société en commandite	50,00 %
South Fork II Associates, LP	États-Unis	Société en commandite	50,00 %
Concord Hydro Associates	États-Unis	Société en commandite	26,94 %
New Hampshire Hydro Associates	États-Unis	Société de personnes	27,08 %
North Hartland, LLC	États-Unis	Société à responsabilité limitée	26,80 %
Dodge Falls Associates, L.P.	États-Unis	Société en commandite	26,80 %
Mesalonskee Stream Hydro, LLC	États-Unis	Société à responsabilité limitée	26,80 %
HCE-Dodge Falls, Inc.	États-Unis	Société par actions	26,94 %
Benton Falls Associates	États-Unis	Société de personnes	27,08 %
HMG, LLC	États-Unis	Société à responsabilité limitée	33,00 %
Boltonville Hydro Associates	États-Unis	Société de personnes	11,25 %
Briar Hydro Associates	États-Unis	Société de personnes	27,08 %
Brassua TIC	États-Unis	Propriété en indivision	24,19 %
Kennebec Water Power Company	États-Unis	Société par actions	50,20 %

c) 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. Les EDDV sont déconsolidées lorsque des faits et circonstances indiquent qu'OPG n'est plus réputée être le principal bénéficiaire.

Au 31 décembre 2019, la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) comptait parmi les EDDV importantes de la Société. Avant la déconsolidation en date du 9 mai 2019, les EDDV importantes comprenaient également Fair Hydro Trust. Outre ces EDDV, OPG peut conclure d'autres conventions de sociétés en commandite ou être considérée comme le principal bénéficiaire d'autres entités qui sont consolidées dans ses états financiers consolidés.

i) Société de gestion des déchets nucléaires

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la 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 former des fiducies et y verser des fonds 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 (GAP) 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.

ii) Fair Hydro Trust

En 2017, le gouvernement de l'Ontario précédent a adopté une loi visant la mise en place du Plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité dans le but de reporter et de refinancer une partie des coûts du rajustement global facturés aux clients sur une période plus longue. En vertu de la *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables de l'Ontario* (la « loi pour des frais d'électricité équitables » ou la « loi »), la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») a reporté une partie des coûts du rajustement global en 2017 et en 2018. La loi a permis à la SIERE de transférer une partie des coûts reportés 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 décembre 2017, Fair Hydro Trust (la Fiducie) a été constituée comme l'entité de financement envisagée par la loi. Le porteur de part majoritaire et bénéficiaire de la Fiducie était une filiale en propriété exclusive d'OPG. Immédiatement après la formation de la Fiducie, OPG a conclu une convention de gestion avec la Fiducie qui conférait 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. La situation financière ainsi que les résultats de la Fiducie ont été consolidés dans les résultats financiers d'OPG jusqu'au 9 mai 2019. D'un point de vue juridique, les actifs et passifs de la Fiducie ne font pas partie des actifs et passifs d'OPG et vice-versa, conformément à l'article 53.1 (1.4) de la *Loi de 1998 sur l'électricité* de l'Ontario.

Le 9 mai 2019, le projet de loi 87, *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité*, déposé par le gouvernement de l'Ontario a reçu la sanction royale et est en entré en vigueur en novembre 2019. La nouvelle loi modifie certaines lois touchant le secteur de l'énergie en Ontario, notamment la loi pour des frais d'électricité équitables. En vertu de la nouvelle loi, la Province est responsable de payer les obligations de financement existantes administrées par la Fiducie, alors qu'OPG est responsable de payer les coûts d'exploitation de la Fiducie. Puisqu'il n'y aura pas de nouveau refinancement de l'ajustement global et que la Province est dorénavant responsable des obligations de financement existantes, y compris des paiements du capital, administrées par la Fiducie, cette dernière n'a pas le droit d'émettre de nouvelles obligations de financement.

En vertu de la nouvelle loi, certains éléments de contrôle de la Fiducie ont été retirés à la Société. Par conséquent, OPG a déterminé qu'elle ne détient plus de droits variables dans la Fiducie et a déconsolidé la Fiducie à la date à laquelle la nouvelle loi a reçu la sanction royale. Depuis le 9 mai 2019, OPG comptabilise son placement nominal en titres de capitaux propres qu'elle détient toujours dans la Fiducie en tant que placement en titres de capitaux propres détenu à la juste valeur. Pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie, voir la note 5.

d) Utilisation d'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, le goodwill et les actifs incorporels, 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.

e) Regroupements d'entreprises

La Société comptabilise les acquisitions d'entités ou d'actifs qui correspondent à la définition d'une unité économique à titre de regroupements d'entreprises. Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs pris en charge lors de regroupements d'entreprises sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les coûts d'acquisition engagés dans le cadre de regroupements d'entreprises sont passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés. Si un ensemble d'activités acquies ne correspond pas à une unité économique, la transaction est comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs et les coûts d'acquisition sont capitalisés.

Les actifs incorporels acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises sont comptabilisés séparément à la juste valeur s'ils sont séparables ou résultent de droits contractuels ou d'autres droits juridiques.

f) Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entreprise acquise sur la juste valeur de l'actif net acquis.

La Société affecte le goodwill aux secteurs d'activité qui devraient tirer des avantages du goodwill comptabilisé. La Société évalue au moins une fois l'an des facteurs qualitatifs et quantitatifs pour déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle le goodwill est affecté est inférieure à sa valeur comptable. S'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable ou si une évaluation quantitative est réalisée, la Société calcule la juste valeur de l'unité d'exploitation. La valeur comptable du goodwill d'une unité d'exploitation est considérée comme n'étant pas recouvrable si elle dépasse la juste valeur. La perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur, dans la mesure où la perte de valeur est limitée au montant total du goodwill affecté à l'unité d'exploitation. Le goodwill est soumis à un test de dépréciation entre les tests annuels lorsqu'il est plus probable qu'improbable que la survenance d'un événement ou un changement de circonstance a fait baisser la juste valeur de l'unité d'exploitation en deçà de sa valeur comptable.

g) Trésorerie, équivalents de trésorerie, trésorerie soumise à restrictions 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. La trésorerie soumise à restrictions comprend essentiellement les montants réservés conformément aux exigences de diverses conventions d'emprunt et de financement. 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.

h) Prêt à recevoir

Le prêt à recevoir est un actif financier, dont les paiements sont fixes ou déterminés, qui n'est pas coté sur un marché actif. Il est initialement comptabilisé à la juste valeur et est par la suite comptabilisé au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Le prêt à recevoir comptabilisé aux bilans consolidés est lié aux billets subordonnés émis par Fair Hydro Trust au profit d'OPG.

i) 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.

j) Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les actifs incorporels qui ne sont pas considérés comme ayant une durée de vie indéterminée sont amortis au moyen de la méthode d'amortissement qui reflète le rythme selon lequel l'entité s'attend à consommer les avantages économiques futurs ou selon la méthode linéaire si le rythme ne peut être déterminé facilement. L'amortissement des actifs incorporels est pris en compte dans la dotation aux amortissements dans l'état des résultats consolidé. Les actifs incorporels sont soumis à un test de dépréciation et, s'ils se sont dépréciés, la valeur comptable est réduite du montant de la perte de valeur.

Au 31 décembre 2019, les périodes d'amortissement des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Ententes d'achat d'électricité	de 2 à 20 ans
Permis d'exploitation – Federal Energy Regulatory Commission	de 10 à 40 ans
Principaux logiciels d'application et logiciels informatiques	de 3 à 5 ans

Les ententes d'achat d'électricité (EAE) sont amorties sur une base linéaire sur la durée restante des contrats. Les permis d'exploitation sont amortis sur une base linéaire sur leur durée restante.

k) Immobilisations corporelles et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

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 passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. 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.

Au 31 décembre 2019, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	de 5 à 74 ans ¹
Centrales hydroélectriques et principales composantes	de 3 à 100 ans
Centrales thermiques et principales composantes	de 5 à 50 ans
Installations d'administration et de service	de 3 à 60 ans
Ordinateurs	12 % à 40 % par année
Matériel de service	de 3 à 10 ans

¹ Au 31 décembre 2019, 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 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, 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 et solaires 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.

I) Dépréciation d'actifs

Les actifs à long terme assortis d'une durée de vie déterminée 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 comptabilisée. 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.

m) Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les 54 centrales hydroélectriques réglementées situées en Ontario et les centrales nucléaires Darlington et Pickering également situées en Ontario (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, du Développement du Nord et des Mines 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 est exigé 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 (comptes réglementaires) 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 réglementaires et de passifs réglementaires dans les comptes réglementaires 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 réglementaires et les passifs réglementaires dans les comptes réglementaires, OPG comptabilise des actifs réglementaires 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, le cas échéant, 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 réglementés et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour une 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 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 réduit 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. La décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 relativement aux nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur le 1^{er} juin 2017 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.

La décision de la CEO et l'ordonnance de février 2019 relatives à l'entente de règlement conclue entre OPG et les intervenants sur la demande d'OPG d'août 2018 visant l'utilisation des comptes réglementaires ont entraîné l'approbation de recouvrer le solde de 614 millions de dollars comptabilisé 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 au 31 décembre 2017, sans ajustement. En vertu de cette décision et de cette ordonnance, la CEO a approuvé le recours à la comptabilité d'engagement comme base de comptabilisation réglementaire et de recouvrement des coûts appropriée pour les soldes du compte de report de l'écart au 31 décembre 2017 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 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 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. Compte tenu du fondement de ces décisions, du rapport ultérieur de la CEO qui a établi que la méthode de la comptabilité d'engagement était la méthode de calcul par défaut des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs et de l'approbation de la décision et de l'ordonnance de février 2019 de la CEO, 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. De même, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants comptabilisés après le 31 décembre 2017 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 seront recouvrés, sous réserve de l'approbation future de la CEO. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces soldes.

La décision et l'ordonnance de la CEO relatives à la demande d'août 2018 d'OPG et au 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 sont analysées en détail à la note 9.

n) Constatation des revenus

i) Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production réglementée

Dans la mesure où OPG détient un permis de producteur valide de la CEO et continue de se conformer aux règles du marché de la SIERE, ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées peuvent continuer d'offrir de l'électricité sur le marché de gros de l'énergie. Le permis actuel de producteur d'OPG est valide jusqu'en octobre 2023. 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 de report et d'écarts (comptes réglementaires). 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.

La plus grande partie de la production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel de l'Ontario qui est administré par la SIERE. Pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires réglementées et ses centrales hydroélectriques réglementées, OPG reçoit chaque mois un paiement de la SIERE sur la base des tarifs réglementés autorisés par la CEO. L'obligation de prestation d'OPG à l'égard de la production réglementée consiste à fournir de l'électricité produite par ses centrales réglementées au marché de gros de l'énergie en Ontario. La Société a déterminé que cette obligation de prestation est remplie au fil du temps; OPG utilise la méthode de production pour comptabiliser les revenus en appliquant le tarif réglementé de base et les avenants tarifaires pertinents applicables à chaque unité d'électricité produite et mesurée à la SIERE. Cette méthodologie reflète la nature en temps réel de la production d'électricité et l'obligation de prestation sous-jacente, dont aucune partie ne demeure non remplie à la fin de la période de présentation de l'information financière applicable.

Durant les périodes intermédiaires autorisées par la CEO, les revenus sont comptabilisés sur la base des tarifs réglementés intermédiaires établis par la CEO. Dans les cas où une décision subséquente de la CEO entraîne une différence entre les prix réglementés définitifs rétroactivement en vigueur pour la période intermédiaire et les prix réglementés intermédiaires, OPG comptabilise le rajustement des revenus qui en résulte pour cette période à titre d'actif ou de passif réglementaire, en fonction de la décision de la CEO. Les revenus déficitaires de la période intermédiaire qui en découlent, le cas échéant, sont perçus prospectivement auprès de la SIERE de la manière autorisée par la CEO.

Les montants à recevoir d'OPG pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les tarifs de base réglementés actuellement en vigueur pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG ont été établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liés à la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2017 à 2021. Conformément à la décision, les tarifs de base réglementés sont fixés selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et selon un cadre de réglementation incitative adaptée pour les centrales nucléaires. Dans le cas des centrales hydroélectriques, les tarifs de base réglementés sont fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés approuvés antérieurement, avec certains ajustements, selon une formule approuvée qui correspond à un facteur d'inflation pondéré propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, les tarifs de base réglementés ont été fixés pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2021 selon une approche de nivellement des tarifs qui peut reporter 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, dans le but de stabiliser les variations du tarif moyen pondéré de l'ensemble de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG d'une année à l'autre, conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Pour ce qui est des activités nucléaires, les besoins en revenus pour chacune des années sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et un rendement de la base tarifaire, moins l'ajustement d'un facteur de productivité supplémentaire. 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 à tarifs réglementés et une provision pour le fonds de roulement. Se reporter à la note 9 pour de plus amples renseignements sur l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 et le compte de report lié au nivellement des tarifs.

ii) Revenus tirés des contrats conclus avec les clients – Production non réglementée et autres revenus

La totalité des centrales non réglementées d'OPG en Ontario est assujettie à des conventions d'approvisionnement en énergie (CAE) avec la SIERE ou à d'autres ententes contractuelles à long terme. La majorité de ces centrales font l'objet d'une CAE avec la SIERE.

Les revenus tirés des centrales qui sont visées par une CAE avec la SIERE sont comptabilisés au montant qu'OPG a le droit de facturer mensuellement à la SIERE dans la mesure où la Société s'acquitte de son obligation de prestation conformément aux modalités de l'entente de fournir de l'énergie et de la capacité à partir des centrales visées au marché de gros de l'énergie de l'Ontario. Aucune partie de l'obligation de prestation d'OPG ne demeure non remplie à la fin de toute période de présentation de l'information financière applicable. OPG estime les revenus pour les montants variables ou conditionnels en vertu de chaque CAE au moyen de la méthode du montant le plus probable, contrat par contrat. Le montant variable en vertu de chaque CAE n'est inclus dans les revenus que dans la mesure où il est probable que le montant ne fera pas l'objet d'une reprise importante une fois l'incertitude sous-jacente dissipée.

Les montants à recevoir d'OPG pour l'électricité produite aux termes d'une CAE avec la SIERE font partie des montants liés à l'électricité à recevoir de la SIERE, ce qui représente le droit inconditionnel d'OPG au paiement pour s'être acquittée de son obligation de prestation, où seul le passage du temps est requis avant la réception du paiement.

Les centrales d'OPG aux États-Unis sont assujetties aux EAE visant la fourniture d'énergie et de capacité sur les différents marchés, ou reçoivent le prix du marché au comptant. Les contreparties aux EAE actuellement en vigueur sont principalement les sociétés locales de services publics d'électricité établies aux États-Unis. Selon les modalités contractuelles de chaque EAE, l'obligation de prestation consiste en la fourniture d'énergie, de capacité, de certificats d'énergie renouvelable (CER) ou une combinaison de ceux-ci. Les obligations de performance visant la fourniture d'énergie et de capacité sont satisfaites au fil du temps, et les revenus sont comptabilisés au montant que la Société a le droit de facturer mensuellement à la contrepartie applicable. L'obligation de prestation visant la fourniture des

CER est satisfaite à un moment donné, et les revenus sont comptabilisés lorsque les certificats liés aux CER sont délivrés.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés de l'électricité dans les autres provinces canadiennes et les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Aux termes de ces ententes, l'obligation de prestation d'OPG consiste à assurer l'approvisionnement en énergie, le règlement financier, ou une capacité, selon le contrat, à une contrepartie dans une zone de contrôle à l'extérieur de l'Ontario. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans l'état des résultats consolidé.

OPG tire également des revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power L.P. (Bruce Power) qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les ententes connexes concernent les revenus tirés de la vente d'eau lourde, les services de détritiation et les services de gestion des déchets nucléaires. Les revenus aux termes de ces ententes sont comptabilisés à mesure que les services sont fournis ou lorsque des produits sont livrés et qu'ils satisfont à l'obligation de prestation d'OPG.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont comptabilisés dans la mesure où l'obligation de prestation correspondante est remplie, conformément aux modalités stipulées dans les contrats respectifs.

iii) Comptabilisation des revenus – Revenus locatifs

Les paiements de loyers minimaux découlant du contrat de location conclu avec Bruce Power relativement aux centrales nucléaires Bruce sont comptabilisés dans les revenus selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat de location. De même, les revenus tirés des contrats de location de propriétés immobilières sont comptabilisés sur une base linéaire sur la durée du contrat de location à mesure que la Société rend les services requis décrits dans les contrats respectifs.

o) 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 irradiés 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.

Un certain nombre d'hypothèses importantes utilisées dans le calcul des passifs nucléaires font l'objet d'une incertitude et d'un jugement inhérent alors que les programmes d'enlèvement des immobilisations et de gestion des déchets nucléaires évoluent. Par conséquent, les modifications apportées aux facteurs opérationnels et techniques sous-jacents et aux autres hypothèses qui sous-tendent ces estimations pourraient changer considérablement au fil du temps et entraîner une augmentation ou diminution importante des coûts de ces programmes.

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. 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. OPG n'a donc constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

p) 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 et certains frais de stockage du combustible nucléaire irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts 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 nucléaire 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 18, les gains et pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

q) Créances de financement

Les créances de financement d'OPG comprenaient le droit irrévocable de la Fiducie de recouvrer dans l'avenir les paiements auprès de consommateurs en particulier, conformément à la *Loi pour des frais d'électricité équitables* et à la réglementation générale connexe. Ces montants étaient fixés en fonction du prix de transaction convenu avec la SIERE aux conditions du marché au moment de l'acquisition et étaient ensuite évalués selon la méthode du coût amorti. L'amortissement était fondé sur la méthode du taux d'intérêt effectif. En date du 9 mai 2019, OPG ne

consolide plus la Fiducie et a, par conséquent, décomptabilisé les créances de financement. Pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie, voir la note 5.

r) 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 passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences de documentation relative à la relation de couverture pertinentes, 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 comme des actifs ou des passifs dérivés à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés. Se reporter à la note 17 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

s) 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 doivent 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 18 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

t) Titres de capitaux propres

Les titres de capitaux propres détenus par OPG sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents attribuables à la variation de la juste valeur sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés. Les coûts de transaction connexes sont passés en charges 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 initialement au coût.

u) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle de toutes les filiales importantes d'OPG est le dollar canadien, sauf celle des filiales aux États-Unis, qui est le dollar américain. La monnaie fonctionnelle des filiales de la Société est la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités.

Les transactions libellées en monnaies autres que la monnaie fonctionnelle de la Société sont converties dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les actifs monétaires et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont reconvertis au taux de la monnaie fonctionnelle en vigueur à la date du bilan consolidé. Les gains et pertes de change sur le règlement des transactions et la conversion des actifs monétaires et des passifs monétaires sont comptabilisés dans l'état des résultats consolidé.

Les résultats et la situation financière de toutes les filiales de la Société dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain sont convertis dans la monnaie de présentation au taux de clôture à la date du bilan consolidé pour les actifs et les passifs et au taux de change moyen de la période pour les éléments des produits et des charges. Les gains latents ou les pertes latentes découlant de la conversion des montants des données financières de ces entités sont comptabilisés à titre de composantes des autres éléments du résultat étendu et cumulés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu des bilans consolidés, et ne sont pas constatés au bénéfice net ou dans les bénéfices non répartis à moins d'une vente ou d'une liquidation complète ou essentiellement complète du placement.

v) 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.

w) Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location simple 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 de loyers minimums. 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 simple. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location simple, 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 simple, sauf les loyers conditionnels, l'écart est reporté et présenté aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs.

x) Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts à la plupart des employés à temps plein d'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. Certains avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, la filiale d'OPG exploitant la centrale Brighton Beach, et par Cube Hydro Partners, LLC, lesquels sont tous consolidés dans les résultats financiers d'OPG. Eagle Creek Renewable Energy, LLC (Eagle Creek) et la filiale d'OPG exploitant la centrale Brighton Beach offrent un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel l'employeur et les employés versent des cotisations selon les modalités du régime. 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 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 obligations au titre des coûts des prestations de retraite à prestations déterminées 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 déterminées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs, dont les hypothèses démographiques (le taux de mortalité, la retraite) et économiques (le taux d'actualisation, les échelons salariaux, l'inflation et la hausse des coûts des soins de santé), les gains ou les pertes actuariels et les ajustements provenant de modifications des régimes. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite à prestations déterminées 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 à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements des échelons salariaux sont trois hypothèses clés 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 clé dans l'établissement du coût des régimes de retraite agréés à prestations déterminées, et le taux tendanciel des coûts des soins de santé est une hypothèse clé 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 du départ 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, comme il est décrit ci-dessous.

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. OPG utilise une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, approche en vertu de laquelle les taux au comptant spécifiques sur la courbe des rendements utilisés pour établir les obligations au titre des prestations projetées sont appliqués aux flux de trésorerie prévus pertinents. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées 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 d'actions canadiennes et d'actions internationales, de titres à revenu fixe 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 ou ses filiales. Les actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché des actifs de la caisse de retraite au titre des régimes de retraite à prestations déterminées d'OPG 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 liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux 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 coûts au titre des services passés ou les crédits comptabilisés et les gains ou pertes actuariels comptabilisés, 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 à prestations déterminées 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.

Les gains ou pertes actuariels et les coûts ou 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 régimes de retraite à prestations déterminées 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 réglementaire 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 réglementaire 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.

Lorsque les coûts des prestations déterminées sont admissibles à la capitalisation, seule la composante du coût des services rendus est inscrite à l'actif.

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

OPG est exonérée de l'impôt sur ses activités 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 filiales américaines d'OPG sont assujetties à l'impôt sur le revenu fédéral et étatique aux États-Unis en vertu du *Internal Revenue Code* des États-Unis et des codes de l'impôt sur le revenu des États. Ces filiales produisent des déclarations de revenus et paient des impôts dans les territoires applicables, comme l'exigent ces codes.

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, y compris par le 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 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 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 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.

L'incidence fiscale des transferts intragroupes d'actifs autres que les stocks est comptabilisée au moment du transfert.

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

i) Modifications de l'information à fournir sur les régimes à prestations définies

En août 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-14, *Compensation – Retirement Benefits – Defined Benefit Plans – General (Subtopic 715-20): Disclosure Framework – Changes to the Disclosure Requirements for Defined Benefit Plans*, dans le cadre de ses efforts continus pour améliorer l'efficacité de l'information à fournir dans les notes afférentes aux états financiers à l'intention des parties prenantes. Dans le cadre de cette mise à jour, les entités seront maintenant tenues d'inclure des informations supplémentaires telles que des explications à l'égard des gains et pertes importants liés aux variations des obligations au titre des prestations constituées pour la période. La mise à jour a également éliminé les directives qui exigent actuellement la présentation d'informations sur les montants inscrits dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être comptabilisés à titre de composantes du coût net des prestations de la période au cours du prochain exercice et, pour les entités ouvertes, les effets d'une variation de 1 % des taux tendanciels présumés du coût des soins de santé sur le coût net des prestations de la période et les obligations au titre des prestations découlant des régimes d'avantages complémentaires de retraite. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent rétrospectivement à toutes les périodes présentées pour les exercices se terminant après le 15 décembre 2020, l'adoption anticipée étant permise. OPG continue d'évaluer l'incidence de cette mise à jour sur les informations fournies par la Société relativement à ses programmes d'avantages complémentaires de retraite.

ii) Modifications de l'information à fournir sur l'évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié l'ASU No. 2018-13, *Fair Value Measurement (Topic 820): Disclosure Framework – Changes to Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*, afin de continuer à améliorer l'efficacité de l'information à fournir dans les états financiers à l'intention des utilisateurs des états financiers. En vertu des nouvelles directives prescrites dans la mise à jour, les entités doivent fournir des informations supplémentaires sur les évaluations de la juste valeur d'instruments financiers de niveau 3 détenus à la fin de la période de présentation de l'information. Cette modification clarifie également les directives existantes concernant l'incertitude relative à l'évaluation et les placements dans des entités qui calculent la valeur liquidative. La mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019, l'adoption anticipée étant permise. Les informations supplémentaires découlant de cette mise à jour seront appliquées de façon prospective. OPG continue d'évaluer ses mesures actuelles de la juste valeur pour déterminer l'incidence des modifications à cette mise à jour.

iii) Modifications des pertes de crédit sur les instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU No. 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments* (ASU 2016-13), une mise à jour du Topic 326, *Financial Instruments – Credit Losses*. L'ASU 2016-13 exige que les actifs financiers évalués au coût amorti soient présentés au montant net que l'on s'attend à percevoir, au moyen d'une correction de valeur pour pertes de crédit à déduire du coût amorti de l'actif. Les titres d'emprunt disponibles à la vente nécessiteront également le recours à une correction de valeur pour comptabiliser les pertes de crédit estimées. En novembre 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-11, *Codification Improvements to Topic 326, Financial Instruments – Credit Losses*, qui précise que l'ASU 2016-13 s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2022, y compris les périodes intermédiaires de ces exercices, l'adoption anticipée étant permise. La ligne directrice révisée sera appliquée au moyen d'un ajustement cumulatif des bénéfices non répartis au cours de la période d'adoption. OPG évalue actuellement l'incidence de cette mise à jour sur ses états financiers consolidés.

iv) Modifications des exigences en matière d'impôt sur les bénéfices

En décembre 2019, le FASB a publié l'ASU No. 2019-12, *Simplifying the Accounting for Income Taxes*, qui touche les grands principes du Topic 740, *Income Taxes*. Le FASB a indiqué que l'ASU a été publiée dans le cadre de son initiative de simplification, qui vise à réduire la complexité des normes comptables en améliorant certains aspects des PCGR des États-Unis. La nouvelle ligne directrice élimine certaines exceptions concernant la ventilation des impôts, la méthode de calcul de l'impôt sur les bénéfices au cours d'une période intermédiaire et la comptabilisation des passifs d'impôts reportés pour les écarts externes. Elle précise et simplifie également d'autres aspects de la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. L'ASU No. 2019-12 s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2020, y compris les périodes intermédiaires de ces exercices, l'adoption anticipée étant permise. OPG évalue actuellement l'incidence de cette mise à jour sur ses états financiers consolidés.

4. ACQUISITIONS

Acquisition de Cube Hydro Partners, LLC et de sa société liée Helix Partners, LLC

Le 7 octobre 2019, OPG a acquis la totalité de la participation dans Cube Hydro Partners, LLC et sa société liée Helix Partners, LLC (collectivement, Cube Hydro) pour un prix d'acquisition de 1,12 milliard de dollars américains, y compris la dette reprise et sous réserve d'ajustements d'usage au fonds de roulement. La contrepartie totale versée, déduction faite de la dette reprise, s'est établie à environ 845 millions de dollars américains (1,12 milliard de dollars canadiens), sous réserve de l'établissement final des ajustements d'usage au fonds de roulement. Cube Hydro est une plateforme d'hydroélectricité d'une capacité de production en service de 385 MW répartie entre 19 centrales hydroélectriques situées dans le nord-est et le sud-est des États-Unis et qui vient accroître l'envergure des activités de production d'hydroélectricité aux États-Unis.

L'acquisition de Cube Hydro a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises. La répartition provisoire du prix d'acquisition est estimée comme suit, au moyen du taux de change en vigueur à la date d'acquisition, soit 1,00 \$ US = 1,3306 \$ CA.

(en millions de dollars canadiens)

Actifs à court terme	25
Immobilisations corporelles	1 427
Actifs incorporels	52
Goodwill	64
Autres actifs à long terme	7
Total de l'actif	1 575
Passifs à court terme	140
Dette à long terme	4 220
Autres passifs à long terme	3
Total du passif	4 390
Participation sans contrôle	120
Total du prix d'acquisition	1 124
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Cube Hydro	(23)
Total du prix d'acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	1 101

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses provisoires de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée, laquelle est assujettie à des ajustements d'usage au fonds de roulement et à d'autres ajustements d'usage. La Société continue d'examiner l'information et procédera à d'autres analyses avant d'établir la juste valeur définitive des actifs acquis et des passifs repris au cours de la période permise de 12 mois suivant la date d'acquisition conformément aux PCGR des États-Unis, y compris l'établissement de la juste valeur des composantes des immobilisations corporelles acquises.

Le goodwill représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur globale des actifs nets acquis. Les facteurs ayant contribué au montant comptabilisé à titre de goodwill comprennent les initiatives d'optimisation prévues, les synergies opérationnelles liées aux activités de production d'hydroélectricité actuelles de la Société aux États-Unis et l'amélioration de sa position concurrentielle pour saisir d'autres possibilités de croissance. Le goodwill comptabilisé à la suite de l'acquisition est présenté dans le secteur Production visé par contrat et autre.

Le tableau ci-dessous présente les revenus et le bénéfice net pro forma consolidés pour les périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2019 et 2018, en supposant que l'acquisition de Cube Hydro avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018 et qu'elle avait été financée à cette date. Le bénéfice net pro forma comprend l'incidence des ajustements de juste valeur découlant de la répartition provisoire du prix d'acquisition susmentionnée et des ajustements nécessaires pour tenir compte des frais de financement comme si l'acquisition avait été financée le 1^{er} janvier 2018. Les charges non récurrentes liées à l'acquisition sont exclues du bénéfice net pro forma.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2019	2018
Revenus	6 106	5 643
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 094	1 178

Cette information pro forma ne prétend pas représenter ce que les résultats d'exploitation réels de la Société auraient été si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018, ni prédire les résultats d'exploitation pour les périodes futures.

Acquisition de la centrale Brighton Beach

Le 30 août 2019, OPG a acquis la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach alimentée au gaz naturel à cycle combiné de 560 MW située à Windsor, en Ontario, auprès d'ATCO Power Canada Ltd. pour un montant de 200 millions de dollars, y compris la dette reprise. La transaction a été comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs, puisque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs acquis se concentre dans la centrale Brighton Beach.

La participation de 50 % qu'OPG détenait auparavant dans la centrale Brighton Beach et qui était présentée à titre de participation dans des entités sous influence notable a été décomptabilisée au moment de l'acquisition, devenant ainsi une composante du coût de l'acquisition d'actifs lors de la comptabilisation de la participation de 100 % dans la centrale. Aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé au moment de la décomptabilisation de la participation dans des entités sous influence notable. Les actifs acquis et les passifs repris relativement à l'acquisition ont été comptabilisés à leur juste valeur respective dans le bilan consolidé d'OPG à la date d'acquisition comme suit :

(en millions de dollars canadiens)

Actifs à court terme	17
Immobilisations corporelles	412
Total de l'actif	429
Passifs à court terme	3
Dette à long terme	153
Impôts reportés	37
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	12
Autres passifs à long terme	7
Total du passif	212
Actifs nets	217
Décomptabilisation de la valeur comptable de la participation dans des entités sous influence notable auparavant détenue	(76)
Trésorerie acquise	(10)
Total du prix d'acquisition de la participation résiduelle de 50 %, déduction faite de la trésorerie acquise	131

Acquisition d'Eagle Creek Renewable Energy, LLC

Le 27 novembre 2018, OPG a acquis la totalité de la participation dans Eagle Creek pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 298 millions de dollars américains (386 millions de dollars canadiens), déduction faite de la dette reprise.

L'acquisition d'Eagle Creek a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises. La répartition du prix d'acquisition est établie comme suit, au moyen du taux de change en vigueur à la date d'acquisition, soit 1,00 \$ US = 1,3289 \$ CA.

(en millions de dollars canadiens)

Actifs à court terme	39
Immobilisations corporelles	500
Actifs incorporels	109
Goodwill	104
Autres actifs à long terme	36
Total de l'actif	788
Passifs à court terme	92
Dette à long terme	284
Impôts reportés	23
Autres passifs à long terme	3
Total du passif	402
Total du prix d'acquisition	386
Trésorerie acquise	(28)
Total du prix d'acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	358

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée. La répartition du prix d'acquisition a été achevée au 31 décembre 2019, sans ajustement.

Le goodwill comptabilisé à la suite de l'acquisition est présenté dans le secteur Production visé par contrat et autre.

Entente visant l'acquisition d'un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

En juillet 2019, OPG, par l'entremise d'une nouvelle filiale, a conclu une convention d'achat avec des affiliés de Corporation TC Énergie en vue d'acquérir un portefeuille de centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné en Ontario pour un montant de 2,87 milliards de dollars, sous réserve d'ajustements d'usage au fonds de roulement et d'autres ajustements d'usage. Le portefeuille comprend la centrale Napanee de 900 MW, la centrale Halton Hills de 683 MW et la participation résiduelle de 50 % dans la centrale PEC de 550 MW. L'acquisition est assujettie à des conditions de clôture, notamment la réception d'approbations réglementaires et le début des activités commerciales à la centrale Napanee. En octobre 2019, un avis préalable à la fusion et une demande de certificat de décision préalable ont été déposés auprès du Commissaire à la concurrence, et l'examen est actuellement en cours.

5. DÉCONSOLIDATION DE FAIR HYDRO TRUST

Après la déconsolidation de la Fiducie le 9 mai 2019, afin de tenir compte des changements législatifs contenus dans la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité*, la valeur comptable des actifs et des passifs de la Fiducie a été décomptabilisée du bilan consolidé d'OPG, et l'investissement continu d'OPG dans la Fiducie a été comptabilisé à la juste valeur à la date de déconsolidation. L'incidence de la déconsolidation sur le bilan consolidé d'OPG se présentait comme suit :

	Au 9 mai 2019
Actif	
Créances de financement	1 788
Trésorerie soumise à restrictions	39
Total des actifs décomptabilisés	1 827
Passif	
Dette à long terme	912
Autres passifs nets	39
Total des passifs décomptabilisés	951
Actifs nets décomptabilisés	876
Comptabilisation des investissements d'OPG au titre de la dette subordonnée émise par la Fiducie à la juste valeur	928
Gain à la déconsolidation	52
Charge d'impôts reportés	(13)
Gain à la déconsolidation après impôt	39

À la déconsolidation, la juste valeur de l'investissement continu d'OPG dans la dette subordonnée émise par la Fiducie s'élevait à 928 millions de dollars et reflétait la juste valeur de la participation d'OPG à titre de créancier conservée dans la Fiducie. La juste valeur de ce montant à recevoir repose sur un cours du marché révélateur qui est considéré comme une donnée de niveau 2. Étant donné que la déconsolidation de la Fiducie a été déclenchée par une loi adoptée par la Province, le gain sur la juste valeur après impôt de 39 millions de dollars a été comptabilisé directement dans les capitaux propres, représentant une transaction entre des entités sous contrôle commun. Au

31 décembre 2019, le solde de la participation conservée dans la Fiducie s'établissait à 917 millions de dollars et est comptabilisé à titre de prêt à recevoir aux bilans consolidés.

La participation continue d'OPG dans la Fiducie à titre de gestionnaire des services financiers est limitée au paiement des coûts d'exploitation engagés par la Fiducie. Jusqu'à la date à laquelle la nouvelle loi a reçu la sanction royale, ces opérations étaient éliminées au moment de la consolidation et n'avaient aucune incidence sur les états des résultats consolidés d'OPG. Après la déconsolidation de la Fiducie, ces opérations représentent des charges dans les états financiers consolidés d'OPG.

6. TRÉSORERIE, ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE ET TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

La trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions aux 31 décembre comprennent ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	479	196
Trésorerie soumise à restrictions	19	117
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	498	313

La trésorerie soumise à restrictions est détenue principalement à des fins prescrites, y compris le service de la dette, l'assurance et à des fins générales de garantie et autres ententes contractuelles, ou correspond au produit tiré des émissions d'obligations vertes détenu dans des comptes distincts et servant à financer ou à refinancer des placements admissibles, tels qu'ils sont définis dans le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG. Au 31 décembre 2019, le solde de la trésorerie soumise à restrictions s'élevait à 19 millions de dollars (117 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 31 décembre 2019, le solde de la trésorerie soumise à restrictions lié aux émissions d'obligations vertes était de néant (84 millions de dollars au 31 décembre 2018).

7. ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION ET OBLIGATIONS LOCATIVES

La Société a conclu des contrats de location simple pour des espaces de bureaux afin d'accueillir des activités opérationnelles et du personnel clé. OPG est également partie à des contrats de location de ressources hydroélectriques et à des permis de Parcs Canada qui fournissent à la Société le droit d'utiliser les terrains sous-jacents sur lesquels la plupart de ses centrales hydroélectriques en Ontario sont construites. De plus, la Société loue des véhicules et des wagons qui sont utilisés à ses centrales. OPG ne détient aucun contrat de location-vente ou de contrat de location-financement.

Bien que les contrats de location de bureaux de la Société soient assujettis à des frais de location fixes, les contrats prévoient également des paiements variables pour rembourser aux bailleurs les services d'entretien des aires communes fournis pendant chaque année de la durée du contrat de location. Les paiements au titre des contrats de location de ressources hydroélectriques et des permis de Parcs Canada d'OPG sont entièrement variables en fonction de la quantité d'électricité produite par les centrales hydroélectriques chaque année de la durée du contrat de location. Ces montants variables ne sont pas compris dans l'évaluation des obligations locatives d'OPG, mais sont comptabilisés à titre de charge relative aux paiements de loyers variables lorsqu'ils sont engagés. Les paiements au titre de la location des véhicules par la Société sont admissibles à l'exemption relative aux contrats de location à court terme étant donné la nature du contrat et, par conséquent, aucun actif au titre du droit d'utilisation ni aucune obligation n'ont été comptabilisés.

Pour ce qui est des contrats de location dont la durée peut être prolongée par OPG, les paiements associés au renouvellement des contrats de location ne sont pas compris dans l'évaluation des obligations locatives ou actifs au

titre de droits d'utilisation connexes étant donné que leur exercice n'est pas raisonnablement certain. De même, pour ce qui est des contrats de location pouvant être résiliés par OPG avant leur échéance, les paiements associés à la résiliation de ces contrats ne sont pas compris dans l'évaluation des obligations locatives ou des actifs au titre de droits d'utilisation étant donné que leur exercice n'est pas raisonnablement certain. OPG n'a fourni aucune garantie de valeur résiduelle dans le cadre de ses contrats de location, et la Société n'est assujettie à aucune restriction ou clause restrictive en raison de la conclusion de ces contrats de location.

Pour l'exercice clos le 31 décembre, la Société a engagé ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019
Coûts de location variables	74
Coûts de location fixes	16
Coûts de location à court terme	5
Total des charges liées aux contrats de location simple	95
Sorties de trésorerie liées aux obligations locatives en vertu de contrats de location simple	17

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, OPG a conclu de nouveaux contrats de location simple entraînant la comptabilisation d'actifs au titre de droits d'utilisation et d'obligations locatives connexes d'un montant de 7 millions de dollars. Les contrats de location de la Société avaient une durée résiduelle moyenne pondérée de 6,8 années et un taux d'actualisation moyen pondéré de 3,26 % au 31 décembre 2019.

Le tableau suivant présente une analyse des échéances des contrats de location dans le cadre desquels la Société est le preneur ainsi que le rapprochement des obligations locatives liées aux contrats de location simple d'OPG.

<i>(en millions de dollars)</i>	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Paiements effectués au titre des contrats de location simple	14	12	11	7	6	13	63
Incidence de l'actualisation							(8)
Total des obligations locatives en vertu de contrats de location simple							55

OPG détenait des obligations locatives à court et à long terme en vertu de contrats de location simple respectivement de 14 millions de dollars et 41 millions de dollars au 31 décembre 2019. Les actifs au titre de droits d'utilisation à court et à long terme en vertu de contrats de location simple étaient respectivement de 12 millions de dollars et 38 millions de dollars au 31 décembre 2019.

Outre le contrat de location qu'elle a conclu avec Bruce Power visant les centrales nucléaires Bruce, OPG loue différents actifs immobiliers à des clients tiers en vertu de contrats de location simple dans le cadre desquels la Société est le bailleur, conférant aux clients le droit d'utiliser les biens, y compris les terrains et les espaces de bureaux. La Société reçoit principalement des paiements de loyers fixes en lien avec ces contrats. Toutefois, certains contrats comprennent des paiements de loyers variables qui sont indexés selon l'indice des prix à la consommation (IPC) applicable, les loyers étant assujettis aux variations de l'indice au cours de la durée du contrat de location. Les contrats ne comprennent pas d'option d'achat visant les biens sous-jacents de la Société, que le preneur a la certitude raisonnable de pouvoir exercer. Étant donné que les biens sous-jacents de plusieurs de ces contrats sont des terrains, la Société prévoit obtenir, à tout le moins, la juste valeur actuelle de ces actifs au terme de la durée du contrat de location. Au besoin, OPG met en place des programmes d'entretien préventif et continu, combinés à des mises à niveau importantes périodiques, afin de maintenir la valeur résiduelle des biens sous-jacents au terme de la durée du contrat de location. Compte tenu de la durabilité de ces biens et du potentiel de conservation, voire

d'augmentation, de leur valeur, OPG est d'avis que le risque de valeur résiduelle découlant de ces contrats de location est minime.

Le tableau ci-dessous présente une analyse des échéances des contrats de location dans le cadre desquels la Société est le bailleur.

<i>(en millions de dollars)</i>	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Montants à recevoir non actualisés au titre des contrats de location simple	41	9	37	4	34	654	779

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Centrales nucléaires	13 124	12 437
Centrales hydroélectriques réglementées	9 915	9 702
Centrales de production visée par contrat et autre	6 491	4 527
Autres immobilisations corporelles	403	355
Constructions en cours	5 976	5 188
	35 909	32 209
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	9 699	9 069
Autres immobilisations corporelles	163	153
	9 862	9 222
	26 047	22 987

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Réfection de la centrale Darlington	5 366	4 552
Autres	610	636
	5 976	5 188

En 2019, les intérêts capitalisés dans les constructions en cours se sont élevés à 221 millions de dollars (191 millions de dollars en 2018) à un taux moyen de 4 % (5 % en 2018).

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Centrales nucléaires	44	28
Centrales hydroélectriques réglementées	7	7
Centrales de production visée par contrat et autre	173	119
Logiciels et autres actifs incorporels	290	263
Aménagement en cours	52	50
	566	467
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	38	28
Logiciels et autres actifs incorporels	220	183
	258	211
	308	256

La dotation aux amortissements, y compris les montants comptabilisés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO, pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Amortissement des immobilisations corporelles	681	617
Amortissement des actifs incorporels	41	35
Montants comptabilisés dans les comptes de report et d'écarts réglementaires	92	86
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (<i>note 9</i>)	259	46
	1 073	784

9. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Actifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
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	885	783
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	490	673
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	448	449
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	165	141
Compte de report lié au nivellement des tarifs	104	-
Autres comptes d'écarts et de report ¹	62	118
	2 154	2 164
Compte de report au titre des revenus déficitaires de la période intermédiaire	167	519
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 16)	3 667	3 514
Impôts reportés	1 268	1 062
Total des actifs réglementaires	7 256	7 259
Moins : tranche à court terme	486	490
Actifs réglementaires à long terme	6 770	6 769
Passifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	348	220
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	216	191
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering	251	124
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2015) des centrales	92	103
Autres comptes d'écarts et de report ²	145	160
Total des passifs réglementaires	1 052	798
Moins : tranche à court terme	103	36
Passifs réglementaires à long terme	949	762

¹ Représentent les montants dans le compte de report des passifs nucléaires, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements autorisés pour la production nucléaire, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires, le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle et le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

² Représentent les montants 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, le compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE, le compte des frais financiers liés à 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 le compte d'écarts de remise en état de la capacité.

Dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 liée à la demande d'OPG visant de nouveaux tarifs réglementés pour la période 2017 à 2021, la CEO a approuvé la demande d'OPG visant à recouvrer un montant net totalisant 305 millions de dollars lié aux soldes des comptes d'écarts et de report comptabilisés antérieurement, sans ajustements. 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, et du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, le montant approuvé prévoit le recouvrement ou le remboursement des soldes du 31 décembre 2015 dans tous les comptes d'écarts et de report de la Société, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement ou de remboursement en 2016, sur une période de 34 mois, soit du 1^{er} mars 2018 au 31 décembre 2020. Le recouvrement 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 n'a pas été pris en compte. Le recouvrement du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le montant approuvé de 305 millions de dollars a été établi en fonction des périodes de recouvrement précédemment autorisées par la CEO, soit le recouvrement de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012 sur une période de 144 mois se terminant le 31 décembre 2024 et le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014 sur une période de 72 mois se terminant le 30 juin 2021. La CEO a autorisé le recouvrement par OPG de 15 % du montant de 305 millions de dollars entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2018, de 50 % entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2019 et de 35 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2020, au moyen d'avenants tarifaires sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée d'OPG.

En février 2019, la CEO a publié une décision et une ordonnance dans lesquelles elle approuvait une entente de règlement intégral conclue par OPG et les intervenants autorisant l'utilisation des comptes réglementaires proposée par OPG dans une demande déposée en août 2018. La décision et l'ordonnance approuvent le recouvrement d'un montant net total de 1 322 millions de dollars qui comprend certains 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 au 31 décembre 2017, d'autres soldes accumulés entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2017 dans des comptes réglementaires et les incidences fiscales connexes, sans ajustements. La décision et l'ordonnance de la CEO permettent à OPG de recouvrer un montant de 535 millions de dollars sur les soldes approuvés sous la forme d'avenants tarifaires additionnels sur la production d'électricité nucléaire et la production d'hydroélectricité réglementée pour la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021. Les soldes approuvés restants seront recouverts après 2021. Les incidences fiscales approuvées aux fins de recouvrement étaient auparavant comptabilisées dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés.

Les approbations précises contenues dans la décision et l'ordonnance de la CEO de février 2019 comprennent :

- le recouvrement d'un montant de 307 millions de dollars 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 relativement aux coûts des avantages complémentaires de retraite autres que le régime de retraite agréé, et un montant de 102 millions de dollars en incidences fiscales s'y rapportant sur six ans, soit du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2024;
- le recouvrement de 433 millions de dollars dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sur des périodes se terminant le 31 décembre 2024, tel que la CEO l'a autorisé précédemment et dont les périodes de recouvrement sont établies ci-dessus;
- le recouvrement de 168 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce sur une période de huit ans, soit du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2026.
- le recouvrement d'un montant de 307 millions de dollars dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des régimes de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement relativement aux coûts des régimes de retraite agréés, et d'un montant de 102 millions de dollars découlant des incidences fiscales s'y rapportant, lequel a été reporté à la prochaine demande visant les tarifs réglementés d'OPG;
- le recouvrement d'autres soldes de comptes réglementaires sur une période de trois ans, soit du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2021.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, pour les soldes des comptes réglementaires dont la cession a été approuvée, l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires a été comptabilisé selon la méthode linéaire, d'après la partie des soldes dont le recouvrement pendant la période applicable a été approuvé par la décision et l'ordonnance respectives de la CEO. OPG n'a ni recouvré ni remboursé les soldes des comptes réglementaires et, par conséquent, n'a pas comptabilisé d'amortissement lié à ces comptes au cours de la période du 1^{er} janvier 2018 au 28 février 2018.

Les écarts de recouvrement ou remboursement des soldes approuvés attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue aux fins de l'établissement des avenants tarifaires et la production d'électricité réelle en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts sont comptabilisés dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire et dans le compte semblable pour la production hydroélectrique autorisés par la CEO.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, OPG a constaté des actifs réglementaires et des passifs réglementaires au titre des ajouts comptabilisés dans les comptes réglementaires en vertu des décisions et ordonnances applicables de la CEO, relativement aux montants reflétés dans les tarifs réglementés en vigueur pendant ces périodes.

Lorsque la CEO l'a autorisé, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes non amortis dans les comptes réglementaires aux taux prescrits de la CEO variant de 2,18 % à 2,45 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (de 1,50 % à 2,17 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2018).

La variation des actifs et passifs réglementaires pour 2019 et 2018 se présente comme suit :

(en millions de dollars)	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	Compte d'écarts au titre des coûts liés aux régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Écarts de production hydro-électrique de base excédentaire	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte de report lié au nivellement des tarifs	Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts lié aux conditions hydrologiques des centrales hydro-électriques	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie des centrales	Compte de report au titre des revenus déficitaires de la période intermédiaire	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés	Autres comptes d'écarts et de report (montant net)	Total
	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)	j)	k)	l)	m)	
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 1 ^{er} janvier 2018	614	716	360	121	(63)	(140)	(150)	-	(103)	544	3 855	897	(14)	6 637
Augmentation (diminution)	169	-	94	12	62	(73)	(40)	(124)	-	(25)	(341)	165	(32)	(133)
Intérêts	-	-	7	1	1	(3)	(3)	-	-	-	-	-	-	3
Amortissement	-	(43)	(12)	7	-	(4)	2	-	-	-	-	-	4	(46)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 31 décembre 2018	783	673	449	141	-	(220)	(191)	(124)	(103)	519	3 514	1 062	(42)	6 461
Augmentation (diminution)	153	-	98	4	102	(130)	(61)	(127)	-	(352)	153	206	(46)	-
Intérêts	-	-	10	3	2	(6)	(5)	-	-	-	-	-	(2)	2
Amortissement	(51)	(183)	(109)	17	-	8	41	-	11	-	-	-	7	(259)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 31 décembre 2019	885	490	448	165	104	(348)	(216)	(251)	(92)	167	3 667	1 268	(83)	6 204

a) 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 concernant la demande d'OPG visant les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021. À compter du 1^{er} novembre 2014, ce compte de report comprend l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés 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. 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.

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 tenu de l'approbation du recouvrement du solde au 31 décembre 2017 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, contenue dans la décision et l'ordonnance de la CEO de février 2019, OPG continue de respecter les exigences ci-dessus en matière de comptabilisation continue des actifs réglementaires pour la partie des coûts reportés qui se rapporte aux avantages complémentaires de retraite.

b) 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 établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes, et les coûts prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementés alors en vigueur. En se fondant sur ses décisions rendues en novembre 2014 et en décembre 2017, qui ont 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 seraient limités aux cotisations estimées de la Société à son régime de retraite agréé et aux charges prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, 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.

c) 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.

d) **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 centrales nucléaires Bruce 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 aux centrales nucléaires Bruce 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 nucléaires Bruce.

e) **Compte de report lié au nivellement des tarifs**

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par la décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* afin de comptabiliser, aux fins de 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 cette partie reportée annuellement, le cas échéant, soit établie de sorte que les variations sur 12 mois des tarifs réglementés moyens pondérés de la production globale d'OPG soient plus stables. Le règlement exige que la CEO détermine la partie reportée sur une base quinquennale pour la période de dix ans commençant le 1^{er} janvier 2017. Selon le règlement, des intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement, sont comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. 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.

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

L'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 a établi une méthode de nivellement des tarifs et les tarifs de base réglementés en découlant, de sorte que des besoins en revenus de la production nucléaire approuvés d'un montant de 102 millions de dollars ont été reportés en 2019 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs aux fins de recouvrement futur et un montant de 391 millions de dollars sera reporté en 2020. La CEO a déterminé qu'aucune partie des besoins en revenus de la production nucléaire ne doit être reportée pour 2017, 2018 et 2021.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, OPG a comptabilisé un passif réglementaire et une diminution correspondante des revenus pour le compte de report lié au nivellement des tarifs afin de tenir compte de la meilleure estimation de la direction à l'égard de l'incidence du nivellement des tarifs pour 2017, en se fondant sur le projet d'ordonnance du montant des paiements déposé par OPG en janvier 2018 suivant la décision de la CEO de décembre 2017. Puisque l'approche de nivellement des tarifs définitive approuvée dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 n'a entraîné la comptabilisation d'aucun montant dans le compte de report pour 2017, la Société a repris le passif réglementaire au titre du compte de report lié au nivellement des tarifs au cours du premier trimestre de 2018.

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

Le compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend l'écart entre les cotisations réelles d'OPG à la caisse de retraite du régime agréé et les déboursés 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.

g) 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.

h) Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering

Le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering a été créé par la CEO en date du 1^{er} janvier 2018 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 Darlington et Pickering qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite du prolongement des durées de vie utile estimatives de la centrale nucléaire Pickering (la centrale Pickering) aux fins comptables, entré en vigueur le 31 décembre 2017. Ces incidences n'étaient pas prises en compte dans les tarifs réglementés en vigueur à compter du 1^{er} juin 2017. Ces incidences seront inscrites dans le compte de report jusqu'à ce que de nouveaux tarifs réglementés reflétant les incidences de ces changements dans les passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements prennent effet.

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

Le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2015) des centrales 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 Darlington et Pickering 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 tarifs réglementés le 1^{er} juin 2017, lesquels ont été établis par la décision de la CEO de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 qui reflètent les incidences de ces changements dans les passifs nucléaires et la dotation aux amortissements.

j) Compte de report au titre des revenus déficitaires de la période intermédiaire

L'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire au 31 décembre 2019 reflète la partie non recouvrée 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 au cours de la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 28 février 2018 et les nouveaux tarifs réglementés approuvés par la décision de décembre 2017 et l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 de la CEO en vigueur à compter du 1^{er} juin 2017. L'ordonnance du montant des paiements autorisait des avenants tarifaires distincts sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée visant à recouvrer le manque à gagner pour la période intermédiaire du 1^{er} mars 2018 au 31 décembre 2020, à raison de 15 % du solde entre le 1^{er} mars 2018 et le 31 décembre 2018, de 50 % entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2019 et de 35 % entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2020. L'actif réglementaire au titre du manque à gagner de la période intermédiaire est réduit au rythme du recouvrement en vertu de ces avenants tarifaires.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, OPG a comptabilisé un actif réglementaire et une augmentation correspondante des revenus relativement aux revenus déficitaires de la période intermédiaire afin de tenir compte de la meilleure estimation de la direction à l'égard de l'incidence des nouveaux tarifs réglementés pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, conformément au projet d'ordonnance du montant des paiements déposé par OPG en janvier 2018. Puisque les tarifs réglementés définitifs approuvés dans l'ordonnance du montant des paiements de mars 2018 différeraient de ceux proposés par OPG dans le projet d'ordonnance du montant des paiements, la Société a repris en partie l'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire au cours du premier trimestre de 2018.

k) Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et d'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 recouvrés auprès des clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire est réduit 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 15.

l) Impôts reportés

OPG est tenue de comptabiliser un actif réglementaire 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 actif d'impôts reportés pour l'actif réglementaire 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 14.

m) Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2019 et 2018, les actifs réglementaires et les passifs réglementaires au titre des autres comptes d'écarts et de report comprenaient les montants pour les éléments suivants :

Actif réglementaire	Description
Compte de report des passifs nucléaires	En vertu du <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> , la CEO a autorisé ce compte 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 Darlington et Pickering. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins en revenus des variations de ces passifs attribuables à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	Ces comptes comprennent les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes d'écarts et de report attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue aux fins de l'établissement d'avenants tarifaires pour le recouvrement ou le remboursement de ces soldes et la production d'électricité réelle en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouvrés.
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique	
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Ce compte 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.
Compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle	Ce compte, entré en vigueur le 1 ^{er} juin 2017, comprend les coûts d'OPG liés à la mise en œuvre des nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN).
Compte d'écarts relatif au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara	Ce compte 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 qui établissait les tarifs réglementés en vigueur avant le 1 ^{er} juin 2017, y compris les coûts en capital rejetés pour le tunnel de Niagara, et de les modifier. Le compte comprend l'incidence sur les besoins en revenus de la partie du rejet initial des coûts en capital pour le tunnel de Niagara annulée par la décision de la CEO de janvier 2016.
Passif réglementaire	Description
Compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires	Ce compte a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires fournis par les centrales réglementées de la Société afin de maintenir la fiabilité du réseau d'électricité et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	Ce compte comprend les écarts entre les impôts sur les bénéfices qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés et les charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés découlant de modifications apportées aux taux ou aux règles d'imposition ainsi que de nouvelles cotisations d'impôt.
Compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité	Ce compte comprend 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.
Compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE	Ce compte comprend 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 en vigueur à compter du 1 ^{er} juin 2017.

Passif réglementaire	Description
Compte des frais financiers liés à l'écart entre le coût prévu des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement	Ce compte, établi sur la base de critères généraux par suite du rapport 2017 de la CEO sur le traitement réglementaire des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comprend les frais financiers asymétriques en faveur des consommateurs sur les écarts entre les coûts établis selon la comptabilité d'exercice qui sont recouvrés et les montants au comptant versés par le service public au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Pour OPG, le compte comprend à l'heure actuelle les frais financiers sur les montants recouvrés 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 tel qu'il est approuvé dans la décision et l'ordonnance de la CEO de février 2019.
Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	Conformément au <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> , la CEO a autorisé ce compte à saisir 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 d'OPG pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la capacité, y compris les écarts liés à la remise en état de la centrale Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets.

10. GOODWILL

Le goodwill se rapporte au secteur Production visé par contrat et autre. Le goodwill comptabilisé aux 31 décembre s'établissait comme suit :

(en millions de dollars)	2019	2018
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	107	-
Acquisition de Eagle Creek Renewable Energy (note 4)	-	104
Acquisition de Cube Hydro (note 4)	62	-
Écarts de change	(6)	3
Solde de clôture aux 31 décembre	163	107

Le goodwill doit être soumis à un test de dépréciation annuel à la même date chaque année. Au cours du quatrième trimestre de 2019, conformément à sa politique, la Société a réalisé le test de dépréciation annuel. La Société a conclu que la juste valeur du secteur Production visé par contrat et autre excédait sa valeur comptable à la date du test.

11. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Billets à payer à la SFIEO ¹		
Billets de premier rang	3 135	3 400
portant intérêt à des taux entre 2,96 % et 5,40 %;		
venant à échéance de 2020 à 2048		
Programme de billets à moyen terme ¹		
Billets de premier rang	2 250	950
portant intérêt à des taux entre 2,98 % et 4,25 %;		
venant à échéance de 2027 à 2050		
UMH Energy Partnership ²		
Billets de premier rang	175	178
7,59 %, venant à échéance en 2041		
PSS Generating Station Limited Partnership ³		
Billets de premier rang	245	245
4,80 %, venant à échéance en 2067		
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁴		
Billets de premier rang	1 595	1 595
portant intérêt à des taux entre 2,31 % et 5,14 %;		
venant à échéance de 2021 à 2052		
Fair Hydro Trust ⁵		
Billets de premier rang		
3,36 %, venant à échéance en 2033	-	500
3,52 %, venant à échéance en 2038	-	400
Brighton Beach Power Limited Partnership ⁶		
Billets de premier rang	116	-
portant intérêt à un taux fixe de 6,92 % ou à des taux variables;		
venant à échéance de 2020 à 2024		
Eagle Creek ⁶		
Billets de premier rang	307	323
portant intérêt à des taux fixes entre 3,68 % et 4,62 % ou à des taux variables;		
venant à échéance de 2025 à 2030		
Cube Hydro ⁶		
Billets de premier rang	385	-
portant intérêt à des taux fixes entre 4,75 % et 5,08 % ou à des taux variables;		
venant à échéance de 2025 à 2035		
Autres	25	21
	8 233	7 612
Moins : prime (escompte) associé à la juste valeur, montant net	20	(31)
Moins : frais d'émission d'obligations non amortis	(27)	(25)
Moins : tranche des montants à payer échéant à moins d'un an	(693)	(368)
Dettes à long terme	7 533	7 188

¹ 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.

² 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.

³ Ces billets sont garantis par les actifs 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. Ces billets sont de rang égal à toutes les autres obligations de rang inférieur non garanties d'OPG. 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.

⁴ Ces billets sont garantis par les actifs du projet Lower Mattagami River, y compris les installations en exploitation existantes et nouvelles.

⁵ Dette de premier rang de Fair Hydro Trust contractée auprès des tierces parties qui a cessé d'être comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG à la suite de la déconsolidation de la Fiducie en mai 2019. Se reporter à la note 5 pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie.

⁶ Ces billets sont garantis par les actifs correspondants de la filiale respective.

Billets à payer à la SFIEO

En juillet 2019, OPG a conclu avec la SFIEO une nouvelle entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars venant à échéance le 31 décembre 2021. Le taux d'intérêt nominal sera établi lorsque OPG empruntera des fonds sur la facilité de crédit, en fonction du taux prévalant sur le marché. En août 2019, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 100 millions de dollars aux termes de cette facilité, venant à échéance en août 2039 et dont le taux d'intérêt nominal est de 3,49 %.

OPG a remboursé à la SFIEO une dette à long terme de 365 millions de dollars au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Programme de billets à moyen terme

En janvier 2019, OPG a procédé à une émission d'obligations vertes totalisant 500 millions de dollars en vertu de son programme de billets à moyen terme échéant en 2049. Le taux d'intérêt nominal de ces obligations est de 4,25 %.

En septembre 2019, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 800 millions de dollars dans le cadre de son programme de billets à moyen terme. L'émission comprenait une tranche de 500 millions de dollars de billets de premier rang échéant en septembre 2029 dont le taux d'intérêt nominal est de 2,98 % et une tranche de 300 millions de dollars de billets de premier rang échéant en septembre 2050 dont le taux d'intérêt nominal est de 3,65 %.

Billets de Brighton Beach Power Limited Partnership

En août 2019, OPG a comptabilisé une dette à long terme de 133 millions de dollars due par Brighton Beach Power LP à la suite de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach auprès de ATCO Power Canada Ltd. Cette dette a été comptabilisée à sa juste valeur de 153 millions de dollars à la date d'acquisition, et la prime correspondante associée à la juste valeur a été comptabilisée dans la dette à long terme. L'obligation de premier rang, dont le taux d'intérêt nominal est de 6,92 %, est à payer en versements trimestriels et vient à échéance en mars 2024.

Billets de premier rang de Cube Hydro

En octobre 2019, dans le cadre de l'acquisition de Cube Hydro, la Société a repris 385 millions de dollars de dette à long terme dont les dates d'échéance s'échelonnent de 2025 à 2035. La dette a été comptabilisée à sa juste valeur de 422 millions de dollars à la date d'acquisition, et la prime correspondante associée à la juste valeur a été comptabilisée dans la dette à long terme. Ces billets portent intérêt à des taux variables ou à des taux fixes entre 4,75 % et 5,08 %.

Intérêts débiteurs, montant net

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>	2019	2018
Intérêt sur la dette à long terme ¹	330	290
Intérêt sur la dette à court terme	15	11
Intérêts créditeurs	(35)	(8)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(221)	(191)
Intérêts liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires ²	(25)	(25)
Intérêts débiteurs, montant net	64	77

¹ Sauf l'intérêt sur la dette de premier rang de Fair Hydro Trust. En date du 9 mai 2019, OPG a procédé à la déconsolidation de Fair Hydro Trust. Se reporter à la note 5 pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie.

² Comprennent les intérêts au titre des frais de financement des soldes des comptes réglementaires, comme l'autorise la CEO, et les frais d'intérêts reportés dans certains comptes réglementaires.

Les intérêts payés en 2019 se sont établis à 298 millions de dollars (279 millions de dollars en 2018), dont une tranche de 283 millions de dollars (265 millions de dollars en 2018) a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme.

Le total de la valeur comptable nette des actifs donnés en nantissement de la dette de PSS Generating Station Limited Partnership (PSS), de UMH Energy Partnership (UMH), de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME) et de Lower Mattagami Limited Partnership (LMLP) s'élevait à 3 554 millions de dollars au 31 décembre 2019 (3 555 millions de dollars au 31 décembre 2018). Le total de la valeur comptable nette des actifs donnés en nantissement de la dette d'Eagle Creek s'élevait à 486 millions de dollars au 31 décembre 2019 (533 millions de dollars au 31 décembre 2018). Le total de la valeur comptable nette des actifs donnés en nantissement de la dette de Cube Hydro s'élevait à 714 millions de dollars au 31 décembre 2019.

Le total de la valeur comptable nette des actifs garantis de la Fiducie 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 1 806 millions de dollars au 31 décembre 2018. Avec prise d'effet le 9 mai 2019, la Fiducie a été déconsolidée des états financiers consolidés d'OPG.

12. DETTE À COURT TERME

Au 31 décembre 2019, les facilités de crédit confirmées de la Société et les dates d'échéance connexes se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>		Montant	Échéance
Facilités bancaires :			
Siège social		1 000	Mai 2023 et mai 2024 ¹
Siège social	\$ US	750	Novembre 2020 ²
Lower Mattagami Energy Partnership		400	Août 2020 et août 2024 ³
Cube Hydro	\$ US	20	Octobre 2028
Facilité de la SFIEO ⁴		700	Décembre 2021
Titrisation ⁵		150	Novembre 2020

¹ Une tranche de 50 millions de dollars de la facilité de crédit vient à échéance en mai 2023 et une tranche de 950 millions de dollars, en mai 2024.

² Cette facilité de crédit est assortie d'une option qui permet de prolonger d'un an la durée après la date d'échéance de novembre 2020.

³ Une tranche de 100 millions de dollars de la facilité de crédit vient à échéance en août 2020 et une tranche de 300 millions de dollars, en août 2024. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars a été émise en juillet 2017 en vertu de cette facilité de crédit et restait en cours au 31 décembre 2019 (55 millions de dollars au 31 décembre 2018).

⁴ Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette à long terme.

⁵ Représente une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans les créances actuelles et futures que la Société doit recevoir de la SIERE. Au 31 décembre 2019, aux termes de la facilité de titrisation, des lettres de crédit de 150 millions de dollars avaient été émises pour soutenir les régimes de retraite complémentaires de la Société (150 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Aux 31 décembre, les soldes de la dette à court terme de la Société comprenaient les éléments suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Dette à court terme		
Lower Mattagami Energy Partnership	114	140
Papier commercial	50	170
Fair Hydro Trust	-	12
	164	322

Au 31 décembre 2019, le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à court terme de LME et du siège social s'établissait à 1,88 % (2,15 % au 31 décembre 2018).

Au 31 décembre 2019, des lettres de crédit d'un total de 537 millions de dollars avaient été émises (475 millions de dollars au 31 décembre 2018). Ce montant comprend une tranche de 392 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 55 millions de dollars à l'égard de Lower Mattagami Energy Partnership, une tranche de 53 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 19 millions de dollars à l'égard de Cube Hydro, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard de UMH et une tranche de 1 million de dollars à l'égard de chacune des entités PSS et PEC.

13. 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>	2019	2018
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	13 061	12 523
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	8 726	8 399
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	294	303
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	22 081	21 225

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>	2019	2018
Passifs au début de l'exercice	21 225	20 421
Augmentation des passifs en raison de la désactualisation ¹	1 032	997
Augmentation (diminution) des passifs reflétant les changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques	1	(10)
Passifs repris à l'acquisition et la construction de centrales	19	-
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible nucléaire irradié et à la gestion des déchets nucléaires, et d'autres charges ¹	140	124
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(336)	(307)
Passifs à la fin de l'exercice	22 081	21 225

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, thermiques et solaires 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 complète des estimations des coûts des passifs nucléaires est incluse dans le plan de référence de 2017-2021 en vertu de l'ONFA, qui a été approuvé par la Province conformément à l'ONFA (le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA). Cette mise à jour est prise en compte dans les passifs nucléaires depuis le 31 décembre 2016.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2019, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclasserement des centrales nucléaires devrait 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 nucléaire irradié dans le dépôt de déchets supposé à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

Diverses hypothèses importantes utilisées pour le calcul des charges à payer comportent une incertitude inhérente et nécessitent l'exercice de jugement. 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 de façon importante 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. 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 nucléaire 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 GAP approuvée par le gouvernement du Canada.

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 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 pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comprennent à l'heure actuelle une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité qui sera construite sur des terrains adjacents à l'installation de gestion des déchets Western à Kincardine, en Ontario, et exploitée par OPG. Compte tenu du fait que les communautés de la Nation Ojibway Saugeen ont décidé, dans le cadre d'un vote tenu le 31 janvier 2020, de ne pas appuyer la construction proposée de l'installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité sur les terrains en question, la Société a mis en œuvre un processus visant à évaluer d'autres solutions possibles pour la gestion sécuritaire à long terme de ces déchets et à déterminer l'incidence connexe possible sur les obligations de mise hors service d'immobilisations. En raison des incertitudes importantes entourant les solutions de remplacement potentielles et l'estimation de leur coût à l'heure actuelle, notamment de facteurs indépendants de la volonté de la Société, aucun ajustement des obligations de mise hors service d'immobilisations n'a

été comptabilisé au 31 décembre 2019. OPG continue d'évaluer les hypothèses et estimations de coûts sous-jacentes au passif lié à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité en fonction de l'information disponible.

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 déclasserement 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 au cours des 25 prochaines années.

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 déclasserement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclasserement 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.

Conformément aux plans de référence en vigueur en vertu de l'ONFA, OPG fait des versements au Fonds distinct pour combustible irradié 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. Les exigences de l'ONFA ont fait en sorte que la majeure partie de l'obligation sous-jacente liée à la gestion du combustible nucléaire 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 déclasserement, 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.

Puisque la situation de capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclasserement reflète le passif estimatif pour le cycle de vie inclus dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA qui a été approuvé par la Province le 1^{er} janvier 2017, 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. Le prochain plan de référence de l'ONFA devrait être achevé d'ici la fin de 2021 selon l'estimation actuelle.

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 en matière de gestion des déchets nucléaires et de déclasserement des centrales nucléaires. Aux termes du processus de la CCSN, la garantie financière exigée par la CCSN doit être mise à jour tous les cinq ans, la dernière mise à jour devant couvrir la période de 2018 à 2022. Selon le dernier rapport annuel, OPG s'attend à ce que la garantie financière exigée par la CCSN continue d'être satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale pour la période de 2020 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 au cours de la période de 2020 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.

Les placements des Fonds distincts nucléaires comprennent un portefeuille diversifié d'actions, de titres à revenu fixe et de fonds groupés ainsi que des placements dans les secteurs des infrastructures et de l'immobilier et d'autres placements. Les Fonds distincts nucléaires étant investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme, 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 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.

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 du fonds comptabilisé 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 un résultat de 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.

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 lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé de plus de 120 %, dans la mesure où le Fonds distinct pour combustible irradié est pleinement 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.

Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, aux 31 décembre 2019 et 2018, la surcapitalisation du Fonds distinct de déclassement dépassait 120 %. 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 aux 31 décembre 2019 et 2018 est limité à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, majoré de 50 % de l'excédent dépassant 120 % jusqu'à concurrence du montant, le cas échéant, par lequel le Fonds distinct pour combustible irradié était sous-capitalisé. 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 la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié augmentait.

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 17,4 milliards de dollars au 31 décembre 2019. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds distinct pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA, relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le rendement garanti). OPG comptabilise en résultats le rendement garanti du Fonds distinct pour combustible irradié à titre de rendement des Fonds distincts nucléaires. La différence entre le rendement garanti et le rendement réel du marché, établie selon la juste valeur des actifs du fonds relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Ce montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qui serait à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Le seuil de 2,23 millions représente le total estimatif des grappes de combustible nucléaire pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires estimée dans l'ONFA.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible qui dépassent le seuil de 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti 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 %, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, la Province a droit, en tout temps, à tout excédent dépassant 110 %. À l'expiration de l'ONFA, la Province seule 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, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, OPG limite le rendement qu'elle constate sur le fonds en comptabilisant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif du fonds comptabilisé 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. Lorsque le fonds est surcapitalisé, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti, 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.

Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé au 31 décembre 2019 alors qu'il était légèrement sous-capitalisé au 31 décembre 2018. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fonds au 31 décembre 2019 se rapportait à l'ajustement au titre du rendement garanti et à la légère surcapitalisation du fonds. Le montant à payer à la Province comptabilisé au 31 décembre 2018 se rapportait uniquement à l'ajustement au titre du rendement garanti.

Fonds distincts nucléaires

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se composaient de ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur 2019	2018
Fonds distinct de déclassement	10 253	9 033
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(2 384)	(1 514)
	7 869	7 519
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	13 490	11 946
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(3 067)	(1 982)
	10 423	9 964
Total des Fonds distincts nucléaires	18 292	17 483
Moins : tranche à court terme	(40)	(19)
Fonds distincts nucléaires à long terme	18 252	17 464

¹ Au 31 décembre 2019, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 4 399 millions de dollars (3 973 millions de dollars au 31 décembre 2018) du Fonds distinct pour combustible irradié à la juste valeur.

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 2019	2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	243	213
Titres immobiliers	3 855	3 211
Fonds groupés	2 964	2 685
Titres de capitaux propres négociables	10 353	8 998
Titres à revenu fixe	6 295	5 845
Débiteurs/créditeurs, montant net	33	27
	23 743	20 979
Moins : montant à payer à la Province	(5 451)	(3 496)
	18 292	17 483

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 2019 et 2018 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	2019 Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Coût historique	8 279	11 062	19 341
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 007	2 455	4 462
Total de la moins-value	(209)	(273)	(482)
Change	176	246	422
	10 253	13 490	23 743
Moins : montant à payer à la Province	(2 384)	(3 067)	(5 451)
Total de la juste valeur	7 869	10 423	18 292
Moins : tranche à court terme	(6)	(34)	(40)
Juste valeur à long terme	7 863	10 389	18 252

		2018	
	Fonds distinct de	Fonds distinct pour	
(en millions de dollars)	déclassement	combustible irradié	Total
Coût historique	7 863	10 557	18 420
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 183	1 403	2 586
Total de la moins-value	(376)	(499)	(875)
Change	363	485	848
	9 033	11 946	20 979
Moins : montant à payer à la Province	(1 514)	(1 982)	(3 496)
Total de la juste valeur	7 519	9 964	17 483
Moins : tranche à court terme	(5)	(14)	(19)
Juste valeur à long terme	7 514	9 950	17 464

Les gains ou pertes réalisés et latents nets sur les placements dans les Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présentaient comme suit :

		2019	
	Fonds distinct de	Fonds distinct pour	
(en millions de dollars)	déclassement	combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion des gains de change	233	297	530
Gains de change réalisés, montant net	17	24	41
Gains réalisés, montant net	250	321	571
Gains latents, montant net			
Pertes latentes nettes, à l'exclusion des pertes de change	996	1 299	2 295
Pertes de change latentes, montant net	(192)	(260)	(452)
Gains latents, montant net	804	1 039	1 843

		2018	
	Fonds distinct de	Fonds distinct pour	
(en millions de dollars)	déclassement	combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion des gains de change	378	472	850
Gains de change réalisés, montant net	36	50	86
Gains réalisés, montant net	414	522	936
Gains latents, montant net			
Pertes latentes nettes, à l'exclusion des pertes de change	(825)	(1 102)	(1 927)
Pertes de change latentes, montant net	192	268	460
Gains latents, montant net	(633)	(834)	(1 467)

La variation des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur 2019	2018
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	7 519	7 166
Augmentation (diminution) du fonds en raison du rendement des placements	1 243	(38)
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(23)	(28)
(Augmentation) diminution du montant à payer à la Province	(870)	419
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	7 869	7 519
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	9 964	9 558
Augmentation (diminution) du fonds en raison du rendement des placements	1 614	(72)
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(70)	(69)
(Diminution) augmentation du montant à payer à la Province	(1 085)	547
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	10 423	9 964

Le rendement des Fonds distincts nucléaires comptabilisé dans les états des résultats consolidés au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 a subi l'incidence du 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 se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Fonds distinct de déclassement	373	381
Fonds distinct pour combustible irradié	529	475
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(8)	(2)
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	894	854

14. 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 passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices	1 333	1 354
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	353	359
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportée dans les actifs et passifs réglementaires	(121)	(106)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(32)	(30)
Crédit de fabrication et de traitement	(20)	(21)
Ajustements de l'impôt sur les placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(12)	21
Remboursement d'impôts sur les dividendes	-	(87)
Autres	22	5
	(163)	(218)
Charge d'impôts	190	141
Taux d'imposition effectif	14,3 %	10,4 %

Les principales composantes de la charge d'impôts pour les exercices clos les 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Charge d'impôts exigibles	281	162
Recouvrement d'impôts reportés	(91)	(21)
Charge d'impôts	190	141

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Actifs d'impôts reportés :		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	5 508	5 298
Autres actifs et passifs	2 575	2 224
	8 083	7 522
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(2 829)	(2 419)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(4 573)	(4 371)
Autres actifs et passifs	(1 835)	(1 750)
	(9 237)	(8 540)
Passifs d'impôts reportés nets	(1 154)	(1 018)

Au 31 décembre 2019, OPG avait des pertes fiscales de 1 534 millions de dollars aux États-Unis dont 3 millions de dollars viennent à échéance en 2033, 1 million de dollars, en 2035, 3 millions de dollars, en 2036, 4 millions de dollars, en 2037, 13 millions de dollars, en 2038, 28 millions de dollars, en 2039, et 1 482 millions de dollars qui ne comportent pas d'échéance. En 2019, OPG a fait l'acquisition d'un goodwill de 99 millions de dollars déductible d'impôt (85 millions de dollars en 2018).

En 2019, OPG a enregistré une augmentation de 206 millions de dollars (165 millions de dollars en 2018) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle et une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2019 et 2018 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>	2019	2018
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	795	671
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	267	226
	1 062	897
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	154	124
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	52	41
Solde aux 31 décembre	1 268	1 062

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 se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	82	78
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	19	21
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(22)	(17)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	79	82

Au 31 décembre 2019, les économies d'impôts non comptabilisées d'OPG s'élevaient à 79 millions de dollars (82 millions de dollars au 31 décembre 2018), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquelles pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG si elles étaient comptabilisées. 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 2019, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 10 millions de dollars (9 millions de dollars au 31 décembre 2018). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada pour ses entités canadiennes et les États-Unis pour ses filiales américaines. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2015 au Canada, tandis que certaines de ses filiales américaines en

propriété exclusive demeurent assujetties à des contrôles fiscaux de l'impôt fédéral et étatique pour les exercices postérieurs respectivement à 2014 et 2013.

En 2019, OPG a versé 300 millions de dollars en impôts, déduction faite du recouvrement d'impôts (202 millions de dollars en 2018).

15. 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, étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2019				
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Titres de capitaux propres	Écarts de conversion	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(48)	(208)	-	13	(243)
Perte actuarielle à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(14)	-	-	(14)
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	-	(44)	(44)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	15	9	-	-	24
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	15	(5)	-	(44)	(34)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(33)	(213)	-	(31)	(277)

(en millions de dollars)	2018				
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Titres de capitaux propres	Écarts de conversion	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(66)	(220)	(9)	-	(295)
Reclassement de pertes latentes cumulées sur les titres de capitaux propres aux bénéfices non répartis d'ouverture	-	-	9	-	9
	(66)	(220)	-	-	(286)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	1	-	-	-	1
Gain actuariel et coûts des services passés à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	1	-	-	1
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	-	13	13
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	17	11	-	-	28
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	18	12	-	13	43
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(48)	(208)	-	13	(243)

Les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, étaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu		
	2019	2018	Poste des états des résultats
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	17	19	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	(2)	(2)	Charge d'impôts
	15	17	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles	12	15	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	(3)	(4)	Charge d'impôts
	9	11	
Total des montants reclassés pour l'exercice	24	28	

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 16).

16. 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 cinq catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs à revenu fixe, qui offrent une exposition aux taux d'intérêt réels et nominaux et au crédit, et qui contribuent à la couverture du passif des régimes. La deuxième catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, qui offrent la possibilité d'obtenir des rendements plus élevés, supérieurs à ceux attendus des actifs à revenu fixe. La troisième catégorie comprend les actifs immobiliers qui procurent une exposition aux caractéristiques combinées des actifs à revenu fixe et des actifs d'accroissement du rendement. La quatrième catégorie inclut les actifs qui permettent une diversification du rendement, qui offrent la possibilité d'améliorer le rendement global de la caisse de retraite tout en contrôlant l'ampleur du risque de baisse des marchés. La cinquième catégorie comprend les occasions spéciales, qui sont des placements conçus pour tirer parti de mandats uniques ou de perturbations du marché, tout en offrant la possibilité d'obtenir des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés ou d'améliorer la diversification du portefeuille.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante pour son régime de retraite :

	Cible
Catégorie d'actifs	
Actifs à revenu fixe	33 %
Actifs d'accroissement du rendement	26 %
Actifs immobiliers	25 %
Actifs de diversification du rendement	13 %
Occasions spéciales	3 %

Le régime a recours à des instruments 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 d'OPG 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. Des portefeuilles dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture étaient également inclus dans l'actif total de la caisse de retraite au 31 décembre 2019. 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 notes de crédit requises. Le risque de crédit lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite 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 d'OPG 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 18 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)	2019			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	386	-	-	386
Placements à court terme	-	12	-	12
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	1 918	-	1 918
Obligations de gouvernements	31	2 855	-	2 886
Actions				
Canadiennes	628	351	-	979
Américaines	882	-	-	882
Mondiales	819	-	-	819
Fonds groupés	497	770	-	1 267
Contrats de change à terme	-	18	-	18
Contrats à terme	1	-	-	1
	3 244	5 924	-	9 168
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				5 749
				14 917 ²

(en millions de dollars)	2018			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	331	-	-	331
Placements à court terme	-	494	-	494
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	1 326	-	1 326
Obligations du gouvernement	-	2 614	-	2 614
Actions				
Canadiennes	706	304	-	1 010
Américaines	1 314	-	-	1 314
Mondiales	1 043	-	-	1 043
Fonds groupés	464	413	-	877
	3 858	5 151	-	9 009
Contrats de change à terme	-	(81)	-	(81)
Contrats à terme	(5)	-	-	(5)
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				4 790
				13 713 ²

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme mesure de simplification de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur de ces placements présentés dans le 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.

Coûts et passifs des régimes à prestations définies

Les détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite consolidés, des actifs de la caisse de retraite et des coûts, de même que sur les hypothèses clés utilisées pour déterminer ces montants sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
<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	3,12 %	3,83 %	3,14 %	3,84 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,70 %	2,00 %	1,70 %	2,00 %
– par la suite	2,25 %	2,50 %	2,25 %	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	1,75 %	2,00 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	3,83 %	3,82 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,05 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	2040
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	1,75 %	2,00 %

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Taux moyen par année jusqu'au 31 décembre 2026 pour 2019 et par année jusqu'au 31 décembre 2024 pour 2018

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
<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	3,93 %	3,69 %	3,85 %	3,64 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	3,56 %	3,25 %	3,61 %	3,35 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	3,80 %	3,54 %	3,75 %	3,55 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	2,00 %	1,90 %	2,00 %	1,90 %
– 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.	3,82 %	5,80 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,05 %	4,32 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2040	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

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Taux moyen par année jusqu'au 31 décembre 2024 pour 2019 et par année jusqu'au 31 décembre 2021 pour 2018

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de la période	311	330	8	8	71	80
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	609	567	13	12	102	107
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(825)	(820)	-	-	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	156	197	6	7	-	7
Comptabilisation des crédits des services passés liés aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	(1)	-
Comptabilisation de la perte actuarielle nette (du gain actuariel net) lié aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	11	(2)
Coûts comptabilisés²	251	274	27	27	183	192

¹ L'amortissement 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 9.

² Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires dont il est question à la note 9.

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 :

(en millions de dollars)	2019	2018
Régimes de retraite agréés	251	274
Régimes de retraite complémentaires	27	27
Avantages complémentaires de retraite	183	192
Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 9)	130	73
Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement (note 9)	(153)	(169)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	438	397

Les obligations au titre des régimes de retraite consolidés 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	13 765	14 263	-	-	-	-
Cotisations patronales	180	197	18	16	96	95
Cotisations salariales	91	100	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	1 606	(20)	-	-	-	-
Versements de prestations	(719)	(775)	(18)	(16)	(96)	(95)
Acquisitions	3	-	-	-	-	-
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	14 926	13 765	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	17 068	17 344	353	356	2 799	3 190
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	311	330	8	8	71	80
Cotisations salariales	91	100	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	609	567	13	12	102	107
Versements de prestations	(719)	(775)	(18)	(16)	(96)	(95)
Crédits des services passés	-	-	-	-	(19)	(6)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	759	(498)	31	(7)	341	(477)
Acquisitions	5	-	-	-	5	-
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	18 124	17 068	387	353	3 203	2 799
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(3 198)	(3 303)	(387)	(353)	(3 203)	(2 799)

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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Passifs à court terme	-	-	(17)	(14)	(104)	(102)
Passifs à long terme	(3 198)	(3 303)	(370)	(339)	(3 099)	(2 697)
Total des passifs	(3 198)	(3 303)	(387)	(353)	(3 203)	(2 799)

Au 31 décembre 2019, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 16 808 millions de dollars et 361 millions de dollars (respectivement à 15 803 millions de dollars et 330 millions de dollars au 31 décembre 2018). Il y a une différence entre l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation au titre des prestations constituées 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 avantages complémentaires de retraite ainsi que l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 9, 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette de l'exercice	(22)	342	31	(7)	330	(475)
Crédits des services passés de l'exercice	-	-	-	-	(18)	(6)
Amortissement de la perte actuarielle nette	(156)	(197)	(6)	(7)	-	(7)
(Augmentation) diminution totale des autres éléments du résultat étendu	(178)	145	25	(14)	312	(488)
Moins : (diminution) augmentation de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 9)	(161)	126	23	(13)	291	(454)
(Augmentation) diminution nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	(17)	19	2	(1)	21	(34)

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG ainsi que l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés dans les coûts des prestations aux 31 décembre, avant impôts :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Crédits des services passés	-	-	-	-	(20)	(2)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	3 617	3 795	127	102	226	(104)
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	3 617	3 795	127	102	206	(106)
Moins : actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 9)	3 356	3 517	119	96	192	(99)
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	261	278	8	6	14	(7)

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

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018	2019	2018	2019	2018
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(190)	180	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 813	1 707	39	35	224	(104)
Perte actuarielle nette amortissable	1 994	1 908	88	67	2	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti	3 617	3 795	127	102	226	(104)
Crédits des services passés non amortis	-	-	-	-	(20)	(2)

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG ainsi que l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 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, respectivement, en 2020, avant impôts :

	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
<i>(en millions de dollars)</i>			
Crédits des services passés	-	-	(2)
Perte actuarielle nette	162	7	-
Augmentation (diminution) totale des autres éléments du résultat étendu	162	7	(2)
Moins : diminution (augmentation) estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	150	6	(2)
Augmentation nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	12	1	-

La plus récente évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2019, a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers (ARSF) en septembre 2019. La prochaine évaluation actuarielle doit être réalisée en date du 1^{er} janvier 2022 au plus tard. Pour 2020, les cotisations que la Société doit verser au régime de retraite agréé d'OPG devraient s'élever à 181 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.

Dans le cadre de l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé en date du 1^{er} janvier 2019, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2019, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2019, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite à prestations déterminées 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 2019, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2019.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 392 millions de dollars au 31 décembre 2019 (364 millions de dollars au 31 décembre 2018).

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 2019, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2020	715	17	104
2021	748	17	106
2022	748	18	108
2023	791	18	110
2024	780	18	113
2025 à 2029	4 363	97	631

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 2019, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés ¹	Régimes de retraite complémentaires ¹	Avantages complémentaires de retraite ¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(34)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	34	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(56)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	59	1	2
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	107	1	-
Diminution de 0,25 %	(100)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	25	4	-
Diminution de 0,25 %	(24)	(3)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	39
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(44)

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.

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 36 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2019 (45 millions de dollars pour 2018) ou une diminution des composantes services et intérêts des coûts de 26 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2019 (32 millions de dollars pour 2018). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 550 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2019 pour les avantages complémentaires de retraite (461 millions de dollars au 31 décembre 2018) ou une diminution de 422 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2019 pour les avantages complémentaires de retraite (354 millions de dollars au 31 décembre 2018).

17. GESTION DES RISQUES 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, aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues, et aux fluctuations des prix des marchandises. 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.

Taux d'intérêt

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.

Taux de 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 grands projets de développement sont libellés en dollars américains. Pour gérer ce risque, la Société a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et autres contrats dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées de la Société. De plus, la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a également une incidence sur les résultats financiers d'OPG générés par certaines de ses filiales qui mènent leurs activités exclusivement aux États-Unis.

Prix des marchandises

OPG est exposée aux fluctuations des prix des marchandises. Les variations du prix du marché pour le combustible nucléaire, le pétrole, le gaz et la biomasse 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.

Un certain nombre de centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis vendent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros au comptant de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité du prix du marché de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus tirés de ces centrales représentent une petite partie du revenu total d'OPG, la Société pourrait recourir à des instruments dérivés de temps à autre afin d'atténuer davantage ce risque.

Crédit

La Société est exposée au risque de crédit principalement par le truchement des ventes d'électricité et des autres ventes. La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes d'électricité 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. Le solde des montants à recevoir découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2019, la provision pour créances douteuses d'OPG se chiffrait à 1 million de dollars (inférieure à 1 million de dollars au 31 décembre 2018).

La juste valeur des instruments dérivés d'OPG représentait un passif net total de 11 millions de dollars au 31 décembre 2019 (5 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Le tableau suivant montre les montants avant impôts relatifs aux instruments 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>	2019	2018
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	17	19
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(14)	(16)
Gains latents inclus dans les revenus	3	2

Des pertes nettes avant impôts existantes de 15 millions de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2019 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

18. 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. D'autres placements dans des fonds divers sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

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

(en millions de dollars)	Juste valeur		Valeur comptable ¹		Poste du bilan
	2019	2018	2019	2018	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche à moins d'un an) ²	18 292	17 483	18 292	17 483	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Prêt à recevoir de Fair Hydro Trust	945	-	917	-	Prêt à recevoir
Créances de financement – Fair Hydro Trust ³	-	1 868	-	1 788	Créances de financement
Investissement dans des actions de Hydro One	169	153	169	153	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(24)	(32)	(24)	(32)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dettes à long terme – OPG (y compris la tranche à moins d'un an)	(9 163)	(6 924)	(8 226)	(6 656)	Dettes à long terme
Dettes à long terme – Fair Hydro Trust ³	-	(913)	-	(900)	Dettes à long terme
Autres instruments financiers	22	28	22	28	Divers

¹ La valeur comptable des autres instruments financiers incluse dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, des montants à recevoir de parties liées, des autres actifs à court terme, de la dette à court terme ainsi que des créditeurs, charges à payer et autres montants 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.

³ Les créances de financement et la dette à long terme de Fair Hydro Trust contractée auprès de tiers ont cessé d'être comptabilisées dans les états financiers consolidés d'OPG à la suite de la déconsolidation de la Fiducie en mai 2019. Pour en savoir plus, voir la note 5.

La juste valeur de la dette à long terme d'OPG émise dans le cadre du programme des billets à moyen terme repose sur un cours du marché révélateur. La juste valeur de ces instruments d'emprunt est fondée sur des données de niveau 2. La juste valeur de tous les autres instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées comme des données de niveau 2.

En raison de la déconsolidation de Fair Hydro Trust, survenue après que la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale, OPG a comptabilisé son placement en titres d'emprunt subordonnés dans la Fiducie à titre de prêt à recevoir en date du 9 mai 2019. Le prêt à recevoir est évalué selon le cours du marché révélateur pour des dettes de premier rang, ajusté en fonction des risques supplémentaires associés à la dette subordonnée. Ces données sont considérées comme des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs financiers et les passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre 2019 et 2018 :

(en millions de dollars)	2019			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actif				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	6 021	5 333	-	11 354
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				2 136
				13 490
Montant à payer à la Province				(3 067)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				10 423
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	4 575	3 959	-	8 534
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 719
				10 253
Montant à payer à la Province				(2 384)
Fonds distinct de déclassement, montant net				7 869
Titres de capitaux propres	169	-	-	169
Autres actifs financiers	6	5	35	46
Passif				
Autres passifs financiers	(22)	(2)	-	(24)

(en millions de dollars)	2018			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actif				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	5 245	4 926	-	10 171
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 775
				11 946
Montant à payer à la Province				(1 982)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				9 964
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	3 962	3 635	-	7 597
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 436
				9 033
Montant à payer à la Province				(1 514)
Fonds distinct de déclassement, montant net				7 519
Titres de capitaux propres	153	-	-	153
Autres actifs financiers	5	3	43	51
Passif				
Autres passifs financiers	(19)	(4)	-	(23)

¹ Représentent les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme mesure de simplification de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur de ces placements présentés dans le 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 2019, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2 ni vers ou depuis le niveau 3.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs nets d'OPG évalués à la juste valeur qui sont classés comme des instruments financiers de niveau 3 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2019	43
Pertes latentes incluses dans les revenus	(4)
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(14)
Achats	10
Solde de clôture au 31 décembre 2019	35

Placements évalués à la valeur liquidative

Fonds distincts nucléaires

Les placements classés au niveau 3 dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds distincts nucléaires se composent de placements dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture. La juste valeur de ces placements est déterminée à l'aide de l'information financière fournie par les commandités des fonds de sociétés en commandite dans lesquels les Fonds distincts nucléaires sont investis. Les placements directs sont évalués au moyen 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, 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 en fonction de la valeur liquidative au 31 décembre 2019 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Actifs immobiliers				
Infrastructures	2 311	795	s. o.	s. o.
Titres immobiliers	1 382	754	s. o.	s. o.
Agriculture	163	24	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	43	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	1 974	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres de capitaux propres	946	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	6 819	1 573		

La juste valeur des fonds groupés est classée au 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 comprend les placements dans des fonds dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. La participation dans les fonds respectifs n'est pas remboursable. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions en trésorerie sont 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 des fonds d'infrastructures de cette catégorie seront liquidés.

Titres immobiliers

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi qu'une possibilité de plus-value du capital à long terme. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. Les placements dans les fonds respectifs ne peuvent être rachetés. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Les distributions en trésorerie sont 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 seront liquidés.

Agriculture

Cette catégorie comprend un portefeuille diversifié de placements mondiaux dans des terres agricoles. L'objectif de placement est de procurer une source de revenus, un rendement et une protection contre l'inflation différenciés. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. Les placements dans les fonds respectifs ne peuvent être rachetés. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions en trésorerie sont 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 seront liquidés.

Fonds groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et de portefeuilles diversifiés de titres de capitaux propres inscrits en Bourse dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds groupés est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles. La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements. Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

19. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2019 et 2018, 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

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.

Au cours de 2018, OPG a émis 6 126 199 actions de catégorie A au prix de 43,74 \$ l'action à la Province en échange d'une injection de capitaux propres dans OPG, pour un produit de 268 millions de dollars.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, OPG avait 18 343 815 actions ordinaires de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars.

20. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice 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 2019, ce nombre était de 274,6 millions (273,2 millions au 31 décembre 2018). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, il n'y avait aucun titre dilutif.

21. 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 devait 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. British Energy a signifié une réponse et ses documents d'affidavit en novembre 2018. Les deux parties ont échangé des documents en septembre 2019. Des rencontres préparatoires au procès sont prévues pour le 31 mai 2021, et le procès doit commencer le 8 novembre 2021.

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 consolidée 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 2019, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 80 millions de dollars (81 millions de dollars au 31 décembre 2018). 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 2020 et 2029. Au 31 décembre 2019, 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 2019 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	154	150	101	92	25	14	536
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	181	183	-	-	-	-	364
Remboursement sur la dette à long terme	693	448	207	75	215	6 595	8 233
Intérêt sur la dette à long terme	326	298	284	279	274	4 650	6 111
Remboursement sur la dette à court terme	164	-	-	-	-	-	164
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	288	-	-	-	-	-	288
Permis d'exploitation	44	45	46	47	48	49	279
Obligations en vertu de contrats de location simple	14	12	11	7	6	13	63
Obligations d'achat non conditionnelles	59	5	-	-	-	-	64
Créditeurs et charges à payer	938	13	1	-	-	-	952
Autres	36	26	10	8	7	84	171
Total	2 897	1 180	660	508	575	11 405	17 225

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprenaient les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2019. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être réalisée en date du 1^{er} janvier 2022 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 2021 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

² Représentent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris les montants à payer 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 à Bruce Power. En vertu du contrat de location, 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 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 2 822 millions de dollars au 31 décembre 2019 (2 892 millions de dollars au 31 décembre 2018). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations.

22. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2019, OPG comptait les quatre secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production visée par contrat et autre

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée mène ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Darlington et Pickering 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 la fourniture de services auxiliaires au réseau d'électricité à partir des centrales nucléaires exploitées par OPG.

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, la charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur 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 Darlington et Pickering et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts différentiels font augmenter les passifs nucléaires présentés dans le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts d'OPG liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales nucléaires Darlington et Pickering.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG mène 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 de la fourniture de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG.

Production visée par contrat et autre

Le secteur Production visée par contrat et autre mène ses activités en Ontario et aux États-Unis et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société non réglementées. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats. Un certain nombre de centrales aux États-Unis fournissent de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros au comptant de l'électricité. En Ontario, les contrats actuels pour les centrales thermiques viennent à échéance en 2022 et en 2024, ceux pour la centrale solaire viennent à échéance en 2039, et ceux pour les centrales hydroélectriques viennent à échéance entre 2059 et 2067. Aux États-Unis, les contrats actuels viennent à échéance entre 2021 et 2039.

Le secteur Production visée par contrat et autre englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans les centrales PEC, qui sont exploitées en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré de 20 ans conclu avec la SIERE qui expire en 2029, et d'autres centrales électriques dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire.

Le secteur comprend également les revenus tirés de la fourniture de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production d'électricité comprennent des honoraires de services qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels de la catégorie Autres. Les honoraires de services sont comptabilisés comme une augmentation des revenus de la catégorie Autres, mais sont éliminés dans les états des résultats consolidés.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur d'activité pour les exercices clos les 31 décembre se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
Production nucléaire réglementée	48	37
Production hydroélectrique réglementée	9	7
Production visée par contrat et autre	5	4
	62	48

Changements dans les secteurs d'activité isolables

Depuis le premier trimestre de 2019, les résultats financiers d'OPG liés à son rôle de gestionnaire de services financiers en vertu de la *Loi de 2017 sur le plan ontarien pour des frais d'électricité équitables* qui, avant la déconsolidation de Fair Hydro Trust en date du 9 mai 2019, étaient principalement composés des résultats financiers de la Fiducie ne sont plus comptabilisés comme un secteur d'activité distinct dans les états financiers consolidés de la Société par suite des modifications législatives adoptées par le gouvernement de l'Ontario, ce qui a entraîné la déconsolidation de la Fiducie. Les résultats financiers liés à la participation continue de la Société dans la Fiducie sont désormais présentés dans la catégorie Autres. Les montants comparatifs de 2018 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2019. Pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie, voir la note 5.

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019	Production réglementée			Production non réglementée		Éliminations	Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production visée par contrat et autre	Autres		
<i>(en millions de dollars)</i>							
Revenus	3 806	-	1 517	637	6	-	5 966
Revenus de location	25	-	-	-	16	-	41
Revenus divers	-	144	-	-	71	(200)	15
Revenu total	3 831	144	1 517	637	93	(200)	6 022
Charges liées au combustible	299	-	336	42	-	-	677
Marge brute	3 532	144	1 181	595	93	(200)	5 345
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 201	144	336	220	87	(200)	2 788
Amortissement	674	-	224	127	48	-	1 073
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 007	-	6	6	-	1 019
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(894)	-	-	-	-	(894)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(40)	-	-	(40)
Impôts fonciers	25	-	1	14	2	-	42
Autres pertes (gains)	-	-	1	(3)	(38)	-	(40)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	632	(113)	619	271	(12)	-	1 397
Intérêts débiteurs, montant net							64
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices							1 333
Charges d'impôts							190
Bénéfice net							1 143

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018	Production réglementée			Production non réglementée			
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autre	Autres	Éliminations	Total
<i>(en millions de dollars)</i>							
Revenus	3 437	-	1 425	591	15	-	5 468
Revenus de location	37	-	-	-	20	-	57
Revenus divers	-	131	-	-	56	(175)	12
Revenu total	3 474	131	1 425	591	91	(175)	5 537
Charges liées au combustible	283	-	334	54	-	-	671
Marge brute	3 191	131	1 091	537	91	(175)	4 866
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 302	131	337	180	50	(175)	2 825
Amortissement	512	-	154	83	35	-	784
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	971	-	8	6	-	985
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(854)	-	-	-	-	(854)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(44)	-	-	(44)
Impôts fonciers	26	-	1	8	2	-	37
Autres pertes (gains)	-	-	5	1	(304)	-	(298)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	351	(117)	594	301	302	-	1 431
Intérêts débiteurs, montant net							77
Bénéfices avant impôts sur les bénéfices							1 354
Charges d'impôts							141
Bénéfice net							1 213

Principales données sectorielles du bilan consolidé Au 31 décembre 2019	Production réglementée			Production non réglementée		
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autre	Autres	Total
<i>(en millions de dollars)</i>						
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 518	-	7 460	5 853	240	20 071
Constructions en cours	5 748	-	137	75	16	5 976
Immobilisations corporelles, montant net	12 266	-	7 597	5 928	256	26 047
Actifs incorporels en service, montant net	20	-	1	165	70	256
Aménagement en cours	6	-	-	-	46	52
Actifs incorporels, montant net	26	-	1	165	116	308
Goodwill	-	-	-	163	-	163
Stocks de combustible	196	-	-	37	-	233
Matières et fournitures, montant net						
Tranche à court terme	91	-	-	1	-	92
Tranche à long terme	390	-	-	2	-	392
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	18 292	-	-	-	18 292
Prêt à recevoir	-	-	-	-	917	917
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(21 787)	-	(122)	(172)	(22 081)

Principales données sectorielles du bilan consolidé Au 31 décembre 2018	Production réglementée			Production non réglementée		
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autre	Autres	Total
<i>(en millions de dollars)</i>						
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 228	-	7 360	4 009	202	17 799
Constructions en cours	4 869	-	178	119	22	5 188
Immobilisations corporelles, montant net	11 097	-	7 538	4 128	224	22 987
Actifs incorporels en service, montant net	8	-	1	117	80	206
Aménagement en cours	13	-	-	-	37	50
Actifs incorporels, montant net	21	-	1	117	117	256
Goodwill	-	-	-	107	-	107
Stocks de combustible	253	-	-	41	-	294
Matières et fournitures, montant net						
Tranche à court terme	101	-	-	2	-	103
Tranche à long terme	343	-	-	4	-	347
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	17 483	-	-	-	17 483
Prêt à recevoir	-	-	-	-	1 788	1 788
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(20 922)	-	(159)	(144)	(21 225)

Détails des dépenses en immobilisations du secteur	Production réglementée			Production non réglementée		Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production visée par contrat et autre	Autres	
<i>(en millions de dollars)</i>						
Exercice clos le 31 décembre 2019						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 581	-	204	129	77	1 991
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse						67
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels – flux de trésorerie						2 058
Exercice clos le 31 décembre 2018						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 492	-	167	135	65	1 859
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse						(33)
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels – flux de trésorerie						1 826

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

(en millions de dollars)	31 décembre	
	2019	2018
Montants à recevoir de parties liées	15	(114)
Stocks de combustible	61	15
Matières et fournitures	30	18
Charges payées d'avance	(8)	(1)
Autres actifs à court terme	67	(10)
Impôts sur les bénéfices	(45)	(43)
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	(21)	(25)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	99	(160)

24. PAIEMENTS DE DIVIDENDES À L'ACTIONNAIRE

En avril 2017, OPG a conclu la vente des locaux de son siège social et du parc de stationnement adjacent situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario, des actifs non essentiels de l'entreprise. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire qu'OPG a reçues en décembre 2015. En 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 a transféré le produit de cette cession, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province, sous forme d'un dividende spécial d'un montant de 283 millions de dollars, autorisé par le conseil d'administration d'OPG en mars 2018.

25. VENTE D'ACTIFS NON ESSENTIELS

Vente du site de la centrale Lakeview

En mars 2018, OPG a conclu la vente du site de son ancienne centrale Lakeview situé à Mississauga, en Ontario, donnant lieu à la comptabilisation en résultat d'un gain à la vente après impôts de 205 millions de dollars, déduction faite des incidences fiscales de 68 millions de dollars, au premier trimestre de 2018. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire reçues par OPG en juin 2016.

26. 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 Limited (Hydro One), la SIERE et la SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées. En tant que l'une des nombreuses sociétés gouvernementales en propriété exclusive de la Province, OPG conclut aussi des opérations dans le cours normal des affaires avec divers ministères et organismes gouvernementaux en Ontario qui relèvent de la compétence de la Province.

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

(en millions de dollars)	2019		2018	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	8	-	11	-
Services	-	9	-	7
Dividendes	7	-	7	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	870	-	(419)
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	1 085	-	(547)
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	109	-	108
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	218	-	219
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	136	-	149
Impôts sur les bénéfices	-	343	-	267
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	5 521	-	5 068	-
Rendement de Fair Hydro Trust ²	24	-	63	-
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs ²	20	-	-	-
	5 580	2 770	5 149	(216)

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés, déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à tout excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2019 et 2018, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 5 451 millions de dollars et 3 496 millions de dollars.

² Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats financiers consolidés d'OPG en date du 9 mai 2019. En conséquence, certaines opérations qui avaient été précédemment éliminées à la consolidation, y compris les intérêts créditeurs sur le placement d'OPG dans des titres d'emprunt subordonnés émis par la Fiducie, sont maintenant traitées comme des opérations avec des entités hors d'OPG, et sont présentées comme des opérations entre parties liées avec Fair Hydro Trust. Le rendement de Fair Hydro Trust renvoie à la période précédant la déconsolidation et comprend essentiellement les intérêts créditeurs nets que gagne la Fiducie sur les créances de financement de la SIERE qui ont été consolidés dans les résultats financiers d'OPG jusqu'au 9 mai 2019. Pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie, voir la note 5.

Les soldes entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-après :

(en millions de dollars)	31 décembre	
	2019	2018
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	462	478
Fair Hydro Trust ¹	4	-
SIERE – Fair Hydro Trust ²	-	2
PEC	1	2
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust ²	917	-
Créances de financement		
SIERE – Fair Hydro Trust ²	-	1 788
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	169	153
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	2	4
PEC	1	-
SFIEO	65	50
Province d'Ontario	9	8
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	5	8
SIERE – Fair Hydro Trust ²	-	13
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 135	3 400

¹ Représente le solde des montants à recevoir des intérêts créditeurs gagnés par OPG découlant de son placement dans la dette subordonnée de la Fiducie.

² Fair Hydro Trust a été déconsolidée des résultats consolidés d'OPG en date du 9 mai 2019. Par conséquent, certains soldes ne sont plus comptabilisés dans le bilan consolidé d'OPG. Le prêt à recevoir de Fair Hydro Trust représente le placement d'OPG dans la dette subordonnée émise par la Fiducie d'une valeur nominale de 876 millions de dollars et a été inscrit au bilan consolidé après la date de déconsolidation. Pour en savoir plus sur la déconsolidation de la Fiducie, voir la note 5.

OPG peut détenir des obligations et des bons du Trésor de la province d'Ontario dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse du régime de retraite agréé d'OPG. Au 31 décembre 2019, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 426 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 399 millions de dollars au 31 décembre 2018) et 11 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (2 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 31 décembre 2019, la caisse de retraite du régime agréé détenait 67 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (41 millions de dollars au 31 décembre 2018) et 7 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (néant au 31 décembre 2018). Les obligations et les 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 avec la Province.

27. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable sont comptabilisées à la valeur de consolidation. Les soldes des participations dans des entités sous influence notable au 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2019	2018
PEC		
Actifs à court terme	18	21
Actifs à long terme	209	225
Passifs à court terme	(5)	(8)
Passifs à long terme	(7)	(6)
Brighton Beach¹		
Actifs à court terme	-	7
Actifs à long terme	-	150
Passifs à court terme	-	(18)
Passifs à long terme	-	(9)
Dette à long terme	-	(58)
Autres²		
Actifs nets totaux	35	35
Participations dans des entités sous influence notable	250	339

¹ Le 30 août 2019, OPG a acquis la participation résiduelle de 50 % dans la centrale Brighton Beach, et les soldes ont été consolidés dans les états financiers consolidés d'OPG. Pour en savoir plus sur l'acquisition, voir la note 4.

² Représentent les participations minoritaires dans 13 entités aux États-Unis et la participation de 50 % dans Ontario Charging Network LP.

28. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, des frais de recherche et de développement de 51 millions de dollars (115 millions de dollars en 2018) ont été imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

29. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

PSS Generating Station LP

PSS est une société en commandite fondée par OPG et une société en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou. 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 détient une participation d'environ 67 % dans PSS. OPG consolide les résultats de PSS dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre partenaire comme une participation sans contrôle.

Nanticoke Solar LP

Nanticoke Solar LP (NSLP) est une société en commandite formée d'OPG, d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation Mississaugas of the Credit. La société en commandite exploite une centrale solaire de 44 MW située sur l'ancien site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terrains adjacents. OPG détient une participation de 80 % dans NSLP. OPG consolide les résultats de NSLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

Little Falls Hydroelectric Associates, LP

Le 7 octobre 2019, OPG a conclu l'acquisition de la totalité de la participation dans Cube Hydro. Par conséquent, OPG a acquis une participation de 83 % dans Little Falls Hydroelectric Associates, LP, qui exploite la centrale hydroélectrique Little Falls de 14 MW située dans l'État de New York, aux États-Unis. OPG consolide les résultats de Little Falls Hydroelectric Associates, LP dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

Membres de la haute direction d'OPG



Wendy Kei

Présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick

Président et chef
de la direction



Shelley Babin

Vice-présidente
principale et
directrice, Affaires
juridiques



Nicolle Butcher

Vice-présidente
principale,
Développement
des affaires et
Stratégies



Alec Cheng

Vice-président
et trésorier



Heather Ferguson

Vice-présidente
principale, Affaires
générales



Chris Ginther

Chef de
l'administration



Sean Granville

Chef du nucléaire



David Kaposi

Vice-président
et chef des
placements



Mike Martelli

Président,
Production
renouvelable



Carlton Mathias

Vice-président,
Gouvernance et
secrétaire général



John Mauti

Chef des finances
et vice président
principal,
Finances



Dominique Minière

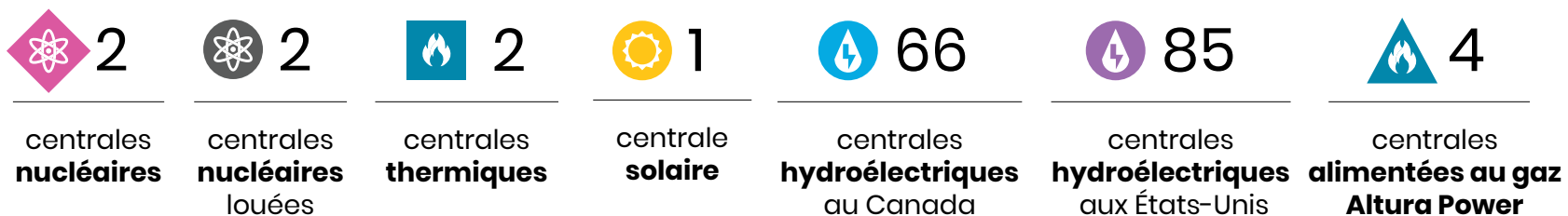
Président, Nucléaire



Dietmar Reiner

Vice-président
principal, chef
des projets

Centrales d'Ontario Power Generation



La carte n'inclut pas les centrales américaines dans lesquelles la Société détient une participation minoritaire.

Ce rapport est également publié en anglais sur notre site Web
This annual report is also available in English on our website
www.opg.com

Ontario Power Generation Inc.

Siège social

700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6

Téléphone 416-592-2555 ou 877-592-2555

© Ontario Power Generation Inc., août 2020

Veuillez recycler.