



Rapport ESG et annuel intégré d'OPG de 2023

2023

1.0

Qui nous sommes

page 3

2.0

Un mot des
dirigeants
d'OPG

page 7

3.0

Faits saillants
en matière de gestion
financière et de
performance

page 11

4.0

À propos du
présent rapport

page 14

5.0

Pilier environnemental

page 19

6.0

Pilier social

page 43

7.0

Pilier de la
gouvernance

page 61

8.0

Rapport de gestion
et états financiers
consolidés

page 65

9.0

Annexes

page 250

1.0

Qui nous sommes



1.0 Qui nous sommes

Nous sommes Ontario Power Generation (OPG) : le plus grand producteur d'électricité propre de l'Ontario et l'un des principaux innovateurs du domaine de l'énergie propre. Alors que transition énergétique s'accélère à l'échelle mondiale, OPG s'est donné pour mission de bâtir un avenir durable et abordable s'appuyant sur notre électricité, nos idées et nos gens. Chefs de file audacieux, nous travaillons à la réalisation de notre vision, soit électrifier le quotidien en l'espace d'une génération.

Chez nous, en Ontario, la production d'électricité d'OPG répond à environ 50 % de la demande, grâce à un portefeuille d'actifs de production est parmi les plus diversifiés en Amérique du Nord. Nous détenons et exploitons deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et, par l'entremise de notre filiale Atura Power, quatre centrales alimentées au gaz naturel (centrales à cycle combiné). De plus, en Ontario, OPG possède deux centrales nucléaires qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P.

Aux États-Unis, OPG détient et exploite 85 centrales hydroélectriques et détient une participation minoritaire dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires par l'intermédiaire de notre filiale OPG Eagle Creek Holdings LLC (Eagle Creek).

OPG est une entreprise commerciale constituée en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario) et détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario.



Aperçu d'OPG

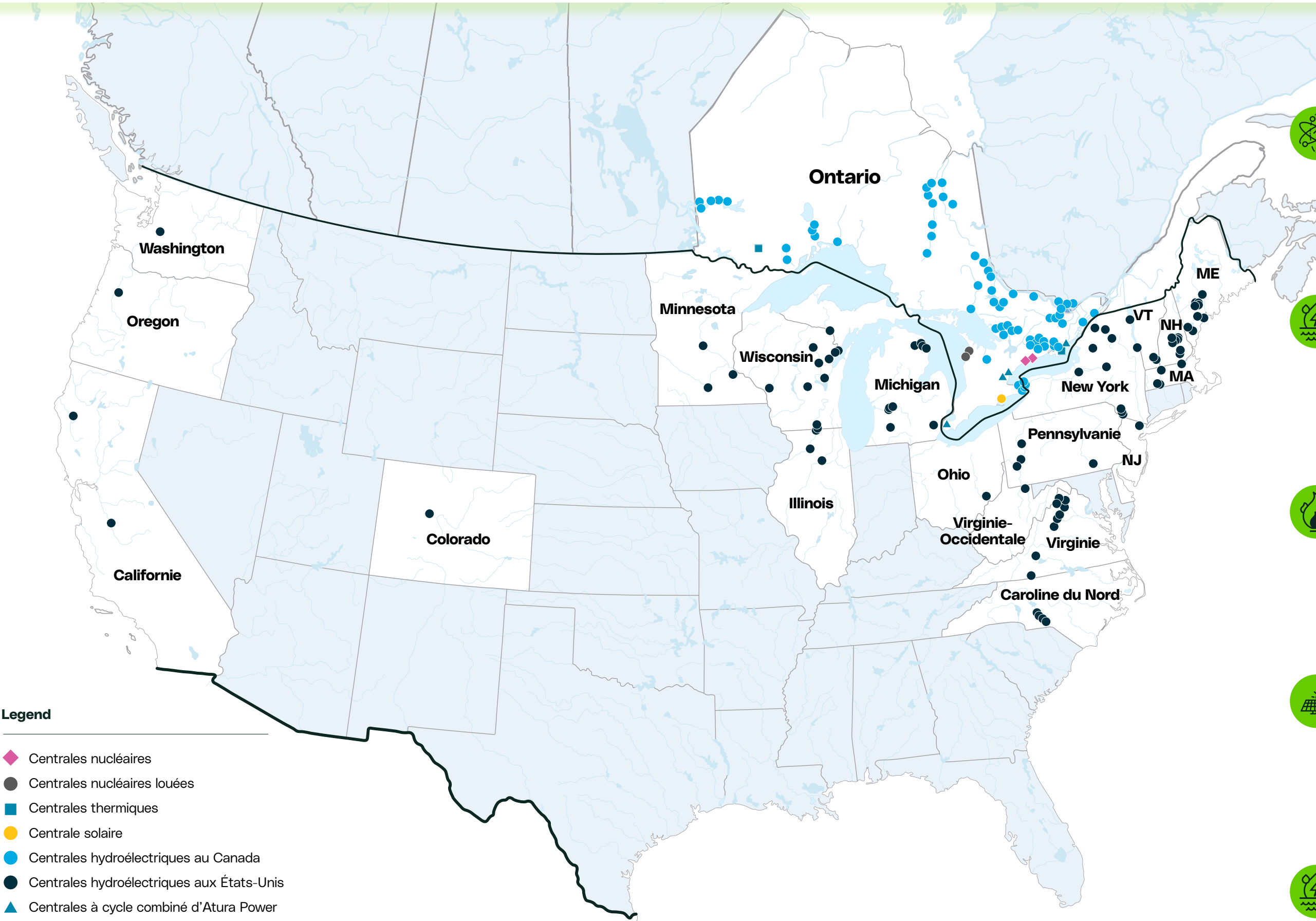
18

236

mégawatts (MW) en capacité de production

65,7

milliards de dollars en actifs



2

Centrales nucléaires



66

Centrales hydroélectriques au Canada



2

Centrales thermiques



1

Centrale solaire



85

Centrales hydroélectriques aux États-Unis.



4

Centrales à cycle combiné Atura Power



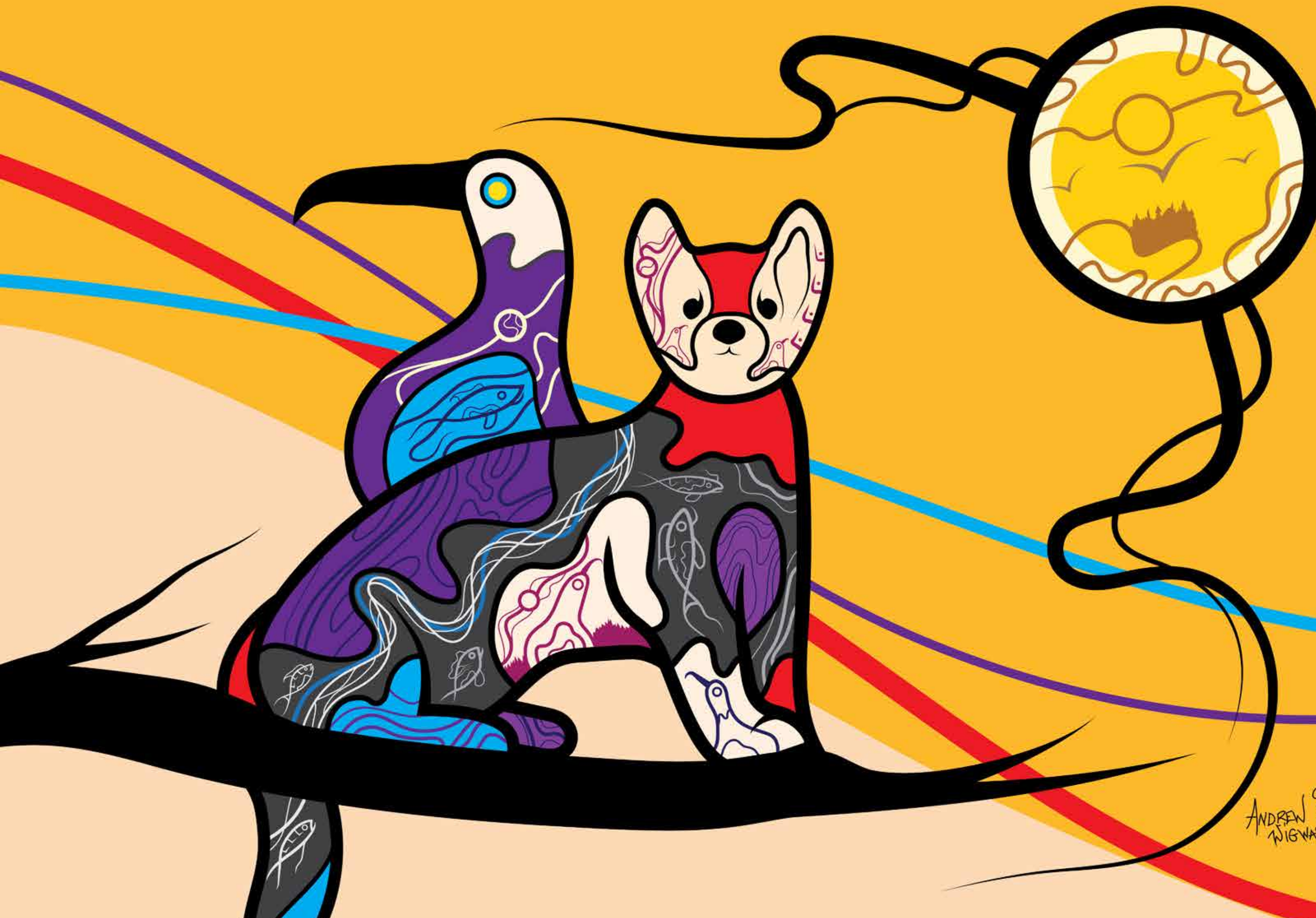
Environ 10 500 employés qui travaillent dans des emplacements répartis entre Kenora et Cornwall en Ontario et aux États-Unis.

Bénéfice net d'environ 7,2 milliards de dollars au profit de la Province au cours des cinq derniers exercices

Producteur de premier plan d'isotopes nucléaires, produits pour la première fois à la centrale nucléaire Pickering il y a près de 50 ans

En voie de construire le premier parc de petits réacteurs modulaires à l'échelle du réseau en Amérique du Nord

Investissement de 1 milliard de dollars dans des projets d'entretien complet de turbogénératrices pour le portefeuille de centrales hydroélectriques de production d'énergie renouvelable



Reconnaissance territoriale

OPG reconnaît respectueusement que les terres sur lesquelles se trouvent ses centrales et ses autres actifs font partie des territoires traditionnels et reconnus par des traités de nombreuses nations et communautés Autochtones. Ce faisant, nous soulignons le lien profond qui lie les peuples Autochtones à leurs terres, qu'ils en sont les premiers protecteurs et gardiens, et qu'ils continuent de jouer un rôle important pour en prendre soin et en assurer l'intégrité pour les générations futures. En tant qu'entreprise, OPG s'attache en permanence à cultiver des relations positives et mutuellement avantageuses avec les nations, communautés et peuples Autochtones partout en Ontario. Nous encourageons nos employés à chercher des occasions d'améliorer leur connaissance du rôle historique important des peuples Autochtones, à l'échelle locale comme à l'échelle nationale.

“Marten Clan's Eternal Connection” de l'artiste Autochtone Andrew Wigwas

2.0

Un mot des
dirigeants d'OPG

STEAM REHEATER, SYS.
3-41830-PA0 114

CAUTION

2.0 Un mot des dirigeants d'OPG

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

Chez OPG, nous nous efforçons de bâtir un avenir durable alimenté par des sources d'électricité à faibles émissions de carbone. Chacun de nos quelque 10 000 employés en Ontario et aux États-Unis nous aide à nous rapprocher de cet objectif. Notre avenir durable repose sur notre engagement ferme et soutenu en faveur d'une électricité abordable et fiable.

Notre engagement à l'égard des questions environnementales, sociales et de gouvernance (ESG) a une importance fondamentale pour nos activités. De nos centrales produisant de l'énergie à faible teneur en carbone à nos relations avec les communautés Autochtones et locales, notre performance à l'égard des questions ESG est au cœur de notre modèle d'entreprise et de notre mission.

Pour la toute première fois de son histoire, OPG incorpore son rapport ESG à son rapport annuel, illustrant ainsi l'intégration complète des questions ESG à son modèle d'entreprise. Ce rapport donne à nos publics clés une vision globale des réalisations d'OPG en 2023 ainsi que de ses ambitions pour l'avenir.

L'exercice 2023, une réussite à souligner

En 2023, nous avons continué à poser de nouveaux jalons, comme en témoigne l'excellence de notre performance, et nous avons réalisé des progrès dans le cadre de projets énergétiques névralgiques, nous rapprochant encore plus de notre objectif d'électrifier le quotidien en l'espace d'une génération. La production issue de notre portefeuille de centrales diversifié s'est chiffrée à 80,9 térawattheures (TWh) d'électricité fiable et à faibles émissions, soit une augmentation de 2,4 TWh comparativement à 2022, et nous avons comptabilisé un bénéfice net de 1 741 millions de dollars (1 636 millions de dollars en 2022) attribuable à la province d'Ontario.

Ces résultats s'expliquent par la solidité de nos activités et par le dévouement de nos employés, dont l'engagement indéfectible en faveur de la sécurité et de la qualité permet à OPG de se démarquer de ses concurrents.

Ainsi, nous aidons l'Ontario à effectuer un virage vers un avenir électrique tout en réalisant nos grands objectifs stratégiques, entre autres devenir une entreprise carboneutre d'ici 2040 et mettre en place une économie carboneutre d'ici 2050.



Jeter les fondements d'un avenir électrique

OPG et ses employés continuent de préparer le terrain pour un avenir électrifié et une économie prospère, et ce, dans toutes les activités et dans tous les projets d'énergie propre de l'entreprise.

Un de ces projets est la réfection de la centrale Darlington, l'un des projets d'infrastructure d'énergie propre les plus importants au Canada, qui reste en bonne voie d'être achevé d'ici la fin de 2026. Une fois le projet terminé, la capacité de la centrale nucléaire Darlington (centrale Darlington) de produire de l'énergie à faible teneur en carbone et de contribuer à assurer l'avenir de l'Ontario sera prolongée de 30 ans.

Nous prévoyons aussi la réfection d'un autre actif important à faible teneur en carbone, la centrale nucléaire Pickering (centrale Pickering). En janvier 2024, la province d'Ontario nous a donné son accord pour la réfection des unités 5 à 8, ce que nous devons au dévouement de l'ensemble du personnel de Pickering. Une fois remises en état, les unités 5 à 8 de la centrale Pickering assureront une production d'électricité de 2 000 mégawatts (MW), soit l'équivalent de la consommation d'électricité de deux millions de foyers.

Par ailleurs, nous poursuivons la construction du premier parc de petits réacteurs modulaires (PRM) commerciaux en Amérique du Nord à la centrale Darlington, et ce, tout en aidant des juridictions ailleurs au Canada et dans le monde à déployer leurs propres PRM à faibles émissions de carbone. Nous analysons aussi la faisabilité d'un déploiement à grande échelle d'autres technologies nucléaires.

Nous investissons aussi dans nos modèles éprouvés d'activités hydroélectriques en Ontario et aux États-Unis, et étudions les possibilités d'aménagement de centrales hydroélectriques dans le nord de l'Ontario en partenariat avec les collectivités Autochtones de la région. Ce travail s'appuie sur notre modèle novateur de partenariats donnant droit à des avantages fiscaux avec cinq Premières Nations, dans le cadre de quatre projets de production d'électricité. Il en résultera des flux de revenus à long terme stables pour les collectivités Autochtones.

En outre, par l'intermédiaire de nos filiales et de nos partenariats, nous traçons la voie en matière de technologies émergentes, un élément crucial de notre ambition de pouvoir répondre aux besoins de l'avenir électrique. Ces technologies sont notamment le développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone, les solutions de stockage d'énergie à batteries et la construction d'infrastructures de recharge pour les parcs de véhicules de transport collectif et les véhicules électriques, sans oublier la production d'isotopes nucléaires destinés à des procédures médicales d'importance vitale et d'applications industrielles, en Ontario et ailleurs dans le monde.

Enfin, dans l'ensemble de nos activités, nous veillons à améliorer notre capacité à composer avec les incidences des changements climatiques. Sur fond de conditions météorologiques de plus en plus extrêmes et d'augmentation de la demande d'électricité, nous investissons dans la résilience et la fiabilité de notre infrastructure. Nous examinons à la loupe chaque aspect de nos activités en nous posant la question « Que faisons-nous pour nous préparer à l'avenir? »

Engagés et prêts à prendre les devants

Tout cela revêt une importance vitale pour l'avenir d'OPG, mais aussi pour celui de l'Ontario.

Alors que les défis liés aux changements climatiques se font de plus en plus exigeants et que l'électrification prend son élan, nous nous félicitons d'apporter des solutions, tant dans le cadre de nos projets que dans l'ensemble de nos activités, grâce à notre excellente performance. Qui plus est, nous comptons rester à l'avant-plan à ce chapitre tout en veillant à cultiver un milieu de travail inclusif et diversifié, sans oublier la coopération avec les collectivités Autochtones en vue d'atteindre les objectifs prévus par notre plan d'action pour la réconciliation.

Pour électrifier le quotidien, nous devons multiplier les sources d'énergie et faire preuve d'ingéniosité. Nous sommes résolus à concrétiser notre vision afin d'en faire bénéficier les Ontariens d'aujourd'hui et les générations futures.



Wendy Kei
présidente
du conseil
d'administration



Ken Hartwick
président et
chef de la direction

Un mot du chef des affaires juridiques, des questions ESG et de la gouvernance

Les questions ESG vont au cœur de ce que nous faisons : construire un avenir durable alimenté par notre électricité, nos idées et nos gens. Nous savons que nous ne pourrions y parvenir sans surveiller de près notre impact environnemental et social ainsi que notre gouvernance.

En tant que chef des affaires juridiques, des questions ESG et de la gouvernance, je suis heureux de pouvoir contribuer à la réalisation des objectifs ESG d'OPG. Or, ce travail ne pourrait s'accomplir par une seule personne. L'atteinte de nos objectifs exige de nous un effort collectif, la participation de chacun de nos quelque 10 000 employés. En pilotant et en supervisant l'avancement d'OPG en matière de questions ESG, je suis fier des efforts extraordinaires que nos gens déploient pour améliorer le bien-être des communautés, de l'environnement et du milieu de travail.

OPG est appelée à jouer un rôle important dans la transition énergétique. Nous avons fermé la dernière de nos centrales alimentées au charbon en 2014, une des plus importantes mesures de lutte contre les changements climatiques au monde. OPG est une véritable locomotive de l'énergie propre. Elle tire parti de plusieurs décennies d'expérience dans l'offre de solutions sobres en carbone, abordables et fiables, et ce, tant en Ontario qu'ailleurs dans le monde. En investissant dans des actifs à faibles émissions de carbone, qu'ils soient neufs ou existants, notre entreprise se prépare à accomplir des choses remarquables au cours des prochaines décennies. Nous construisons une OPG plus forte au nom d'une Ontario plus prospère et plus écologique.



Carlton Mathias
Chef des affaires juridiques,
des questions ESG et de la
gouvernance



3.0

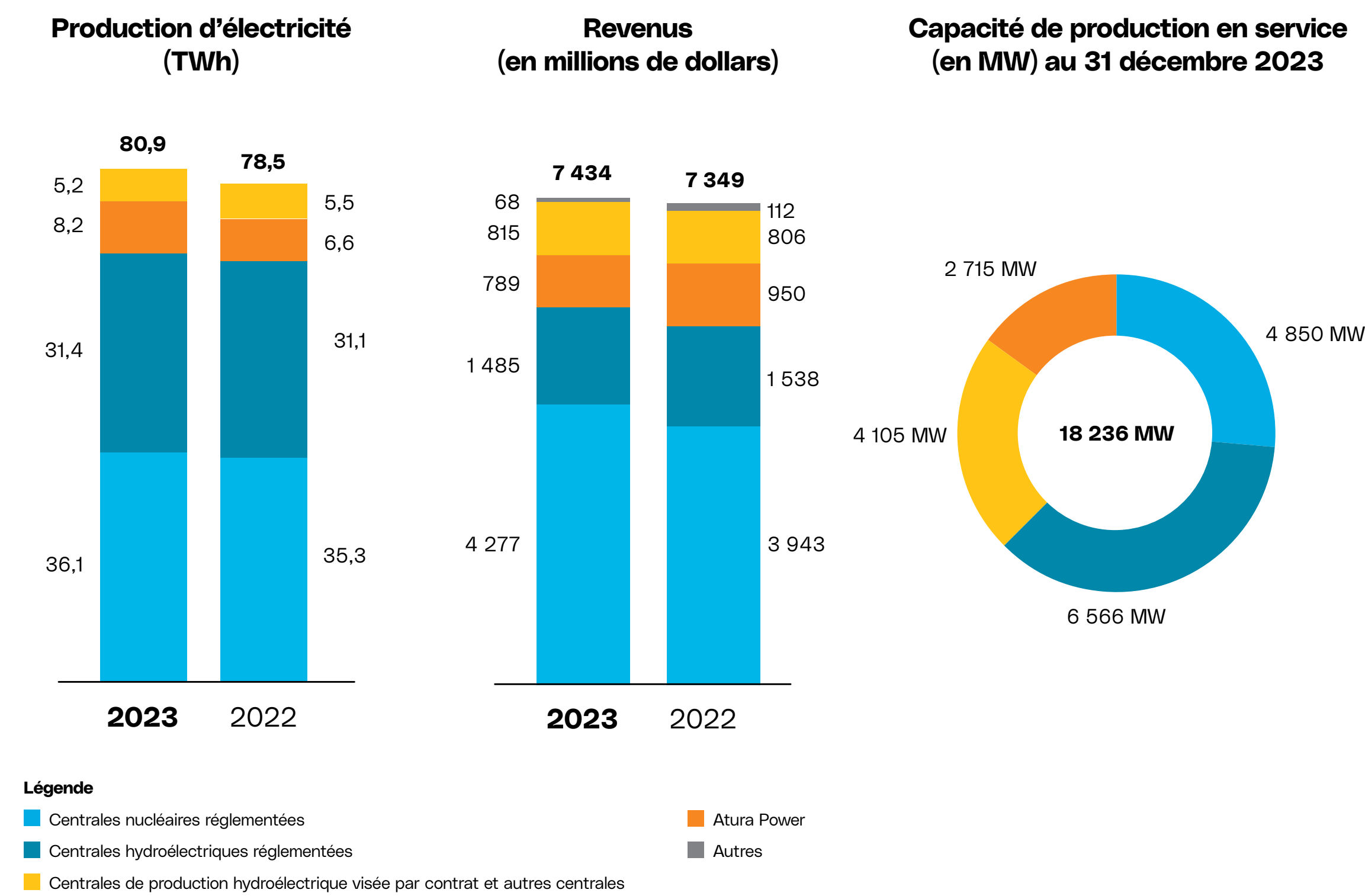
Faits saillants en matière de gestion financière et de performance

3.0 Faits saillants en matière de gestion financière et de performance

Faits saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022
Produits	7 434	7 349
Charges liées au combustible	974	1 105
Marge brute	6 460	6 244
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	3 136	2 929
Dotation aux amortissements	1 071	1 124
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 178	1 136
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(1 057)	(1 031)
Taxes foncières	48	49
	4 376	4 207
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	2 084	2 037
Autres gains	(114)	(133)
Intérêts débiteurs, montant net	103	176
Charge d'impôts	336	343
Résultat net	1 759	1 651
Production d'électricité (TWh)	80,9	78,5
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 538	2 997

Revenus et faits saillants d'exploitation



Notre engagement envers l'excellence –
Faits saillants de la performance de 2023

- Bénéfice net attribuable à l'actionnaire, la province d'Ontario, de 1 741 millions de dollars
 - Production d'électricité de 80,9 TWh
 - Reprise du service à l'unité 3 de la centrale Darlington remise en état, en avance de 169 jours par rapport aux prévisions
 - Mise à jour de l'analyse de faisabilité du projet de réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering et obtention de l'accord de la province d'Ontario (en janvier 2024) concernant la réalisation des prochaines étapes par OPG.
 - Progrès effectués dans l'élaboration de plusieurs projets énergétiques phares, notamment celui visant un parc de PRM à Darlington ainsi que les projets de renforcement de la sécurité des barrages des centrales Little Long et Smoky Falls le long de la rivière Lower Mattagami, lesquels visent à améliorer la sécurité des barrages et d'autres aspects de nos activités.
 - Notre excellence en matière de réalisation de projets, de gouvernance et de diversité et inclusion a été reconnue : notre bureau de gestion des projets a été nommé meilleur bureau de gestion des projets de l'année pour les Amériques (Americas PMO of the Year). Il a aussi été finalistes du prestigieux concours du meilleur bureau de gestion des projets de l'année dans le monde (World PMO of the Year).
 - Les centrales nucléaires Pickering et Darlington ont affiché le facteur de capacité des unités de production nucléaire le plus élevé en quatre ans. Ce facteur est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires.
 - L'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) a reconnu l'adhésion de la centrale Pickering aux normes les plus élevées de sécurité et de fiabilité opérationnelles. En 2023, la centrale a réalisé son volume de production le plus important depuis 2019 ainsi que son deuxième résultat le plus élevé en tant que centrale à six unités.
 - Pour la sixième fois d'affilée, la centrale Darlington s'est vu décerner un prix de l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO) en reconnaissance de son adhésion aux normes les plus élevées en matière de sécurité et de fiabilité opérationnelles.
- Les activités hydroélectriques à Niagara ont enregistré le volume de production énergétique le plus important depuis 1979, ce qui est attribuable à une réduction des interruptions liées à la maintenance et à une amélioration de la disponibilité des équipements de production d'hydroélectricité.
 - Ayant achevé la conception détaillée et l'élaboration du chemin critique pour son projet Niagara Hydrogen Centre, Atura Power reste un chef de file de la production d'hydrogène faible en carbone en Ontario. La mise en exploitation de l'installation est prévue pour 2025. Atura a aussi réalisé des progrès au chapitre de la préparation et de la planification du projet de système de stockage d'énergie par batteries à Napanee, qui devrait se terminer en 2026.
 - En 2023, OPG a inauguré la Western Clean-Energy Sorting and Recycling Facility, qui se donne pour mission d'améliorer la séparation, le tri et le réemballage des déchets nucléaires de faible activité à des fins de réduction de volume.
 - Mediacorp Inc. a classé OPG au palmarès des meilleurs employeurs du Canada sur le plan de la diversité de 2023. Dans le cadre de notre stratégie décennale en matière d'équité, de diversité et d'inclusion (EDI), nous avons pris l'engagement de devenir un chef de file mondial au chapitre des meilleures pratiques en matière d'EDI d'ici 2030.
 - Notre performance exemplaire en matière de sécurité à l'échelle du secteur s'est fait remarquer dans la totalité de nos activités et projets en 2023. À ce titre, nous avons reçu le Prix d'excellence du président de l'Association canadienne de l'électricité pour la sécurité des employés. Nous figurons aussi sur la liste des entreprises canadiennes ayant reçu une note de 5 étoiles au chapitre de la culture en matière de sécurité au travail.
 - Nous avons obtenu une certification et une reconnaissance de la part du Wildlife Habitat Council pour nos programmes de protection de la biodiversité, implantés sur un grand nombre de nos sites. Le bilan de nos efforts de préservation de la biodiversité et des habitats depuis 2000 est le suivant : plus de 9 millions d'arbres et d'arbustes indigènes plantés et ajout de plus de 7 millions de saumons atlantiques dans les cours d'eau. De telles solutions naturelles joueront un rôle important pour ce qui est d'aider OPG à atteindre ses objectifs en matière de lutte contre les changements climatiques.
- Nous avons reçu le prix Nuclear Technology Transfer Award de l'Electric Power Research Institute en février 2024. Cette distinction vise en particulier les évaluations de la vulnérabilité réalisées par OPG relativement à sa centrale Pickering. Ces évaluations ont porté sur les projections fondées sur des données en matière de climat et visaient à permettre de mieux cerner les effets potentiels des changements climatiques sur les composantes des installations, sur les systèmes et sur les structures. Le concours a pour vocation de saluer l'engagement exemplaire en matière d'innovations techniques et de collaboration. Ainsi, il stimule les améliorations continues dans le domaine.
 - OPG a conservé la certification Or du programme Relations Autochtones progressistes du Conseil canadien pour l'entreprise Autochtone. À la fin de 2023, notre plan d'action de réconciliation avait créé des avantages économiques d'environ 237 millions de dollars au profit des collectivités et entreprises Autochtones, dont une tranche de 198 millions de dollars provenait de dépenses d'approvisionnement engagées auprès des Autochtones, et une tranche de 39 millions de dollars était attribuable aux distributions provenant de partenariats donnant droit à des avantages fiscaux conclus avec des partenaires Autochtones.
 - OPG a reçu le prix de meilleure stratégie en matière de gestion des talents de HR Canada.
 - Nous avons produit plusieurs isotopes essentiels, notamment par l'entremise de notre filiale Laurentis Energy Partners (LEP), qui sont utilisés à des fins de diagnostic, d'imagerie et de stérilisation d'équipement médicaux.

4.0

À propos
du présent rapport



4.0 À propos du présent rapport

Le présent rapport combine pour la toute première fois le rapport annuel et le rapport ESG d'OPG pour en faire un seul document. En d'autres termes, il regroupe les informations qui, jusqu'à présent, figuraient séparément au rapport ESG et au rapport annuel. Ce changement d'approche s'inscrit dans notre ambition qui consiste à intégrer les considérations ESG à nos objectifs d'entreprise. Ainsi, les informations sur la performance financière et non financière ne forment désormais qu'un seul et même document.

OPG assume pleinement sa responsabilité, qui consiste à mener ses activités de façon à protéger l'environnement et à soutenir les collectivités. La transparence et l'ouverture sont des conditions essentielles de l'atteinte de ces objectifs. Notre site Web est régulièrement mis à jour pour présenter divers renseignements, récits et rapports ayant trait aux questions ESG ainsi que des informations sur notre performance financière et opérationnelle. D'autres informations en matière de développement durable, notamment les données sur notre performance, sont présentées ici.

Le présent rapport présente les progrès qu'OPG a accomplis dans la poursuite de ses objectifs financiers, opérationnels et ESG au cours de l'année civile 2023. Il a été examiné et approuvé par le Conseil d'administration de l'entreprise.

Quelle place OPG accorde-t-elle aux questions ESG?

Nous sommes persuadés que le succès à long terme d'OPG ainsi que notre aptitude à créer de la valeur et à rehausser la prospérité et le bien-être des collectivités et des personnes auprès desquelles nous menons nos activités dépend fondamentalement de notre adhésion aux principes du développement durable et aux critères ESG.

Comme en fait foi l'intégralité du présent rapport, OPG s'efforce d'intégrer les questions ESG dans tous les aspects de ses activités, notamment dans sa stratégie d'entreprise, son modèle d'entreprise, son cadre de gestion des risques et ses directives ainsi que dans ses objectifs en matière de performance. Le conseil d'administration et la haute direction surveillent de près notre performance et nos activités redditionnelles à l'égard des questions ESG. D'ailleurs, la performance à l'égard des questions ESG est un facteur déterminant de la rémunération des cadres.

Normes et référentiels d'information ESG

OPG a enregistré des progrès au chapitre du la conformité aux recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (GIFCC). Depuis 2018, l'entreprise présente différents aspects de sa performance environnementale en regard des recommandations du GIFCC au titre des quatre piliers qui suivent : gouvernance, stratégie, gestion des risques et indicateurs et cibles connexes. Bien que le GIFCC ait mis fin à ses activités en 2023 en raison de la publication de nouvelles normes en matière de développement durable et de changements climatiques par le Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (ISSB), OPG a présenté ses informations de 2023 selon le référentiel du GIFCC, car les normes de l'ISSB ne sont entrées en vigueur qu'en 2024. Un index du GIFCC est présenté à l'annexe 1.

Les normes de l'ISSB visent à constituer une base de référence mondiale exhaustive de grande qualité pour les informations à fournir en lien avec la durabilité qui sont axées sur les besoins des investisseurs et des marchés des capitaux. OPG prend régulièrement connaissance des normes de l'ISSB et s'efforce d'accroître sa conformité à cet égard. L'entreprise est également à l'affût des nouvelles normes élaborées par le Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité (CCNID), lequel a été mis sur pied pour soutenir l'adoption des Normes de l'ISSB au Canada, faire ressortir les problèmes clés à la lumière du contexte canadien et faciliter l'interopérabilité entre les normes de l'ISSB et les normes à venir du CCNID. De même, OPG continue de surveiller les obligations d'information liées aux changements climatiques proposées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières selon le Règlement 51-107.

Le présent rapport tient aussi compte des normes du Cadre de référence international portant sur le reporting intégré (Cadre de référence <IR> international) et de la Global Reporting Initiative (GRI). L'annexe 2 recense les points de convergence entre les informations sur les pratiques ESG d'OPG et les normes de la GRI.

Notre modèle redditionnel actuel n'est pas aligné sur les normes de l'ISSB ni sur le Cadre de référence <IR> international. Il n'est pas non plus en parfaite harmonie avec le cadre du GIFCC ou les normes de la GRI. Néanmoins, nous croyons qu'il est important de présenter notre performance à l'égard des questions ESG par rapport aux principales normes et principaux référentiels d'informations sur la durabilité, car ces normes et référentiels comprennent des éléments d'intérêt pour OPG et pour nos publics clés. En d'autres termes, nous veillons à ce que nos pratiques évoluent au rythme des normes. Nous tâchons de prendre les devants en matière de reddition de comptes et de permettre ainsi à nos publics de suivre notre avancement.

Vers l'atteinte des objectifs de développement durable des Nations Unies

Les objectifs de développement durable de l'Organisation des Nations Unies (ODD de l'ONU) représentent un ensemble de 17 objectifs interreliés qui ont été conçus pour servir de « plan commun pour la paix et la prospérité des humains et de la planète, maintenant et à l'avenir ». Les ODD sont axés sur le développement durable et équitable et correspondent à plusieurs questions ESG prises en compte par OPG. Ayant adopté les ODD en 2015, les États membres des Nations Unies se sont fixé l'objectif de les réaliser d'ici 2030.

Comme le présent rapport le démontre, nous avons grandement contribué à l'atteinte d'un bon nombre de ses objectifs, notamment des 12 objectifs présentés ici.



2

FAIM
«ZÉRO»

3

BONNE SANTÉ
ET BIEN-ÊTRE

4

ÉDUCATION
DE QUALITÉ

5

ÉGALITÉ ENTRE
LES SEXES

6

EAU PROPRE ET
ASSAINISSEMENT

7

ÉNERGIE PROPRE
ET D'UN COÛT
ABORDABLE

8

TRAVAIL DÉCENT
ET CROISSANCE
ÉCONOMIQUE

9

INDUSTRIE,
INNOVATION ET
INFRASTRUCTURE

10

INÉGALITÉS
RÉDUITES

12

CONSOMMATION
ET PRODUCTION
RESPONSABLES

13

MESURES RELATIVES
À LA LUTTE CONTRE
LES CHANGEMENTS
CLIMATIQUES

15

VIE
TERRESTRE

Seuil de signification des questions ESG : quelles informations présenter

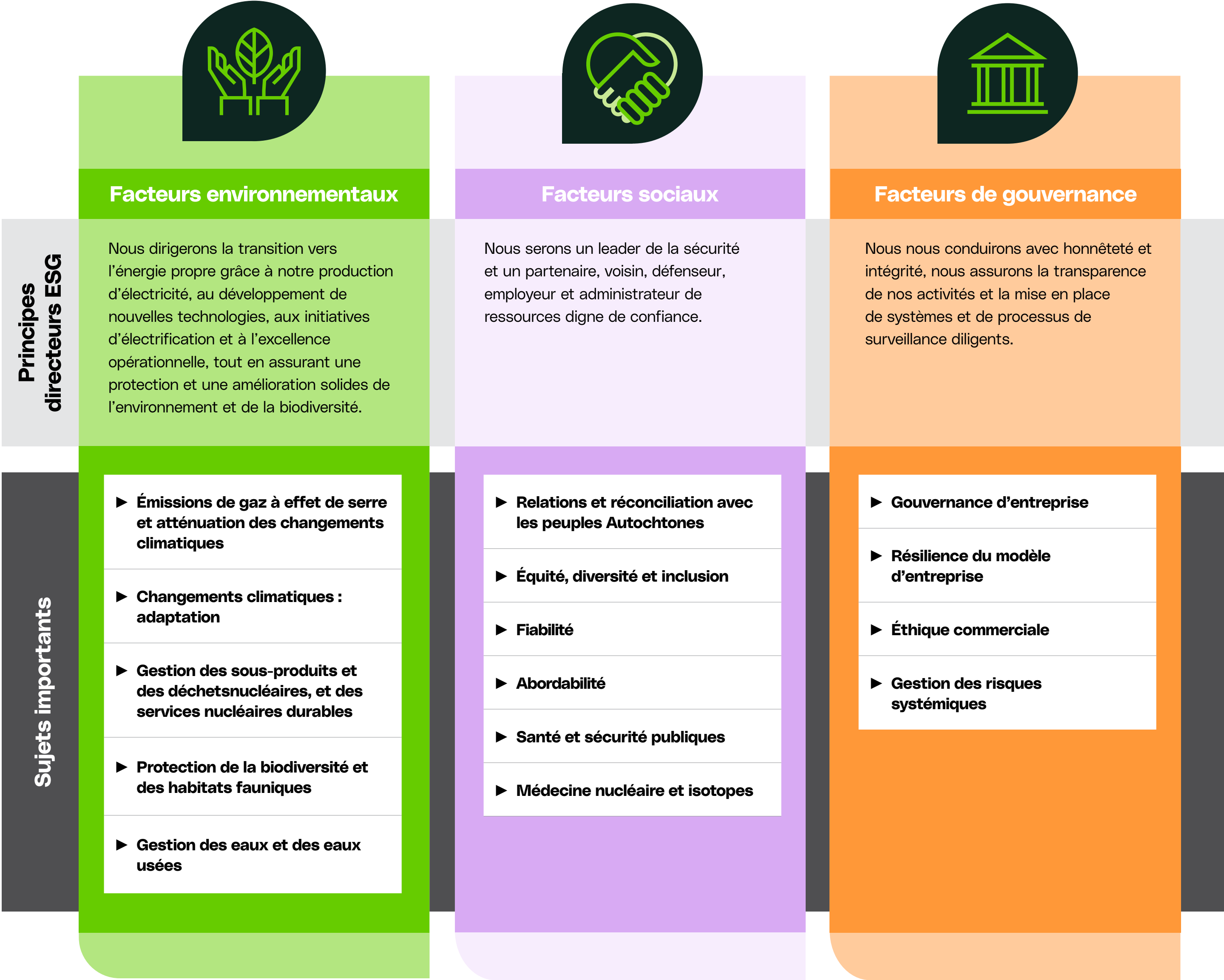
Lorsqu'elle a établi les listes des types d'informations ESG à prendre en compte et à présenter, OPG a réalisé des évaluations du seuil de signification en consultant ses employés Autochtones et non Autochtones ainsi que des parties prenantes et partenaires externes afin de recenser les questions environnementales, sociales et de gouvernance qui importent le plus à notre entreprise et à nos publics clés. Comme le présent rapport le démontre, ces questions sont entièrement intégrées à la stratégie de l'entreprise.

En 2022, OPG a entrepris un processus de mobilisation global pour recueillir les avis des parties prenantes et des Autochtones sur les sujets ESG importants. Les sujets recensés au cours de ce processus ont été incorporés au rapport ESG de 2022 d'OPG. Ils sont aussi repris par le présent rapport, car ils restent d'actualité pour OPG et nos publics clés.

Le processus mis en œuvre pour établir l'ordre de priorité des sujets importants pour OPG reposait sur la participation de différents types de répondants internes et externes à l'organisation, notamment des dirigeants d'OPG, des membres du groupe de ressources pour les employés Cercle Autochtone d'OPG, des employés non Autochtones, des investisseurs, des fournisseurs associés à des projets, des représentants des collectivités où nous menons des activités ainsi que d'un organisme environnemental non gouvernemental, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) et du ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario. Des représentants des publics clés ont participé à 17 séances de mobilisation. Ils y ont exprimé leur point de vue et ont ainsi contribué à hiérarchiser les sujets potentiellement importants pour OPG selon leur importance et leur incidence. Ce travail s'est appuyé sur des évaluations antérieures menées en 2015, en 2018 et en 2021.

Outre les sujets ESG importants, le présent rapport met en valeur certaines sections, selon nous, contribuent à donner une image complète de notre performance en matière de durabilité.

Le dialogue et la mobilisation continus sont importants pour OPG. Nous nous efforcerons de tenir nos publics clés informés de la façon dont nous gérons nos activités relevant des sujets ESG présentés ici. De même, nous continuerons de sensibiliser nos publics clés à toute mise à jour de notre modèle redditionnel en matière de pratiques ESG.



Certification des données ESG et étendue du processus redditionnel

Les données opérationnelles et les données sur la performance sont validées par la direction de chaque gamme de services et par des responsables de la revue indépendants. Dans le cadre du programme de certification d'OPG, les données prescrites font l'objet d'évaluations et d'audits.

Quant à l'étendue du processus redditionnel, le présent rapport couvre nos activités et nos actifs en tant que société mère, mais nous avons aussi présenté des informations ESG sur nos filiales, le cas échéant.

Des renseignements supplémentaires sur la certification des données ESG et sur l'étendue du processus redditionnel sont présentés à l'annexe 3.

Veuillez ouvrir les liens ci-après pour en apprendre davantage sur nos filiales et sociétés partenaires :



- OPG Eagle Creek Holdings LLC
- Laurentis Energy Partners
- PowerON Energy Solutions
- Atura Power
- Ivy Charging Network



5.0

Pilier environnemental

5.0 Pilier environnemental

OPG produit des sources d'électricité à faibles émissions de carbone, ce qui place l'environnement au cœur de ses activités. De nos activités de production d'électricité à nos projets visant à améliorer l'environnement naturel et aménagé, nous nous efforçons d'atténuer activement notre empreinte environnementale tout en améliorant et en restaurant les écosystèmes.

Pour optimiser sa performance environnementale, OPG utilise un système de gestion environnementale (SGE) certifié selon la norme ISO 14001. Le référentiel offert par le SGE nous aide à respecter nos obligations de conformité, à établir des objectifs environnementaux et à préserver le contrôle sur nos opérations.

En plus de nos efforts visant à protéger la biodiversité et la faune, à réduire les déchets et à respecter les meilleures pratiques internationales, nous nous assurons que notre production d'électricité contribue, elle aussi, à la décarbonation de l'économie.

Ayant fermé la dernière de ses centrales alimentées au charbon en 2014 et renouvelé son portefeuille de centrales, OPG investit dans l'avenir énergétique propre de l'Ontario. Grâce à nos sources fiables et sobres en carbone, nous pouvons agir avec davantage de détermination pour électrifier le quotidien, notamment en soutenant l'adoption des véhicules électriques (VE), l'électrification des processus industriels et le chauffage résidentiel. OPG

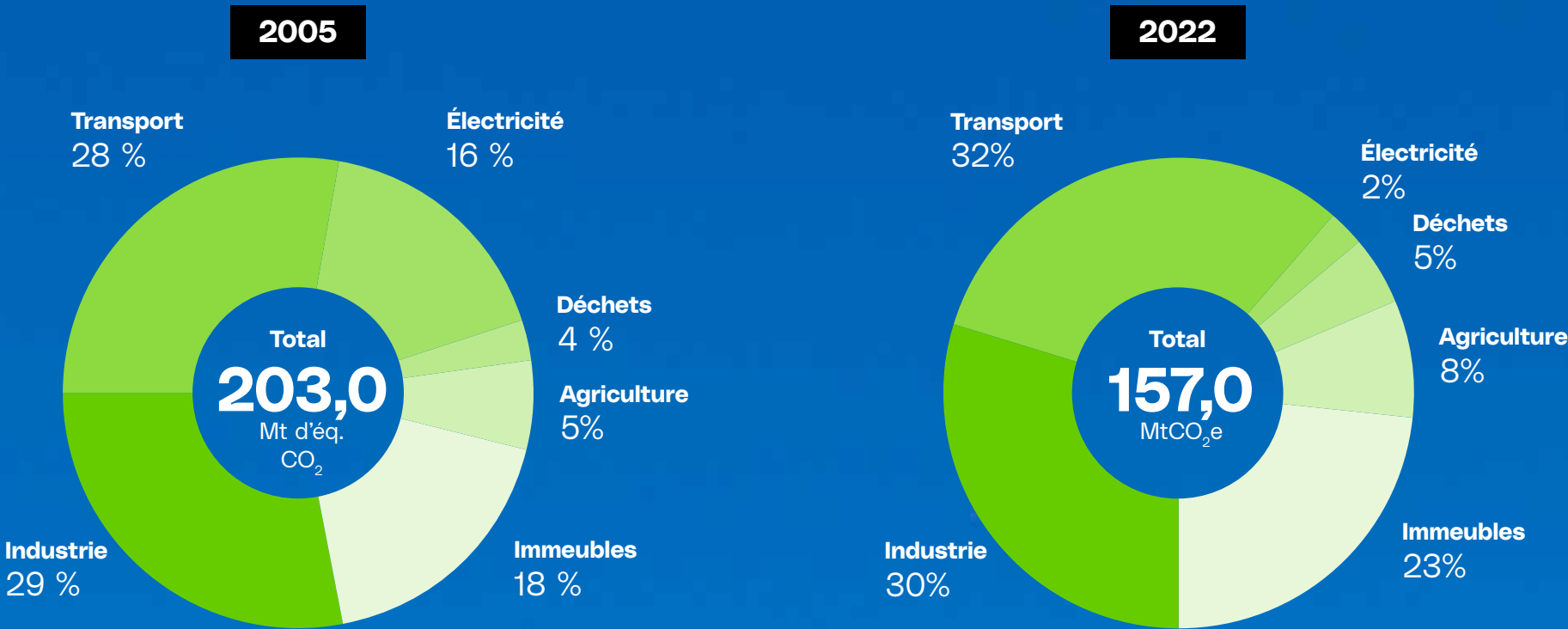
se prépare également à des hausses de la demande d'électricité au cours des années à venir. Des travaux sont déjà en cours pour poursuivre l'expansion de notre production nucléaire et hydroélectrique ainsi que la mise au point de nouvelles technologies émergentes de la transition énergétique, comme la présente section du rapport le démontre.

Émissions de gaz à effet de serre et atténuation des changements climatiques

L'intensité carbone de l'électricité de l'Ontario est inférieure à celle de l'ensemble du Canada, ainsi qu'à celle des États-Unis, de la Grande-Bretagne, de la France et de l'Allemagne. OPG, plus important producteur d'énergie propre de la province qui a investi et qui continue d'investir dans l'avenir électrifié, y est pour beaucoup.

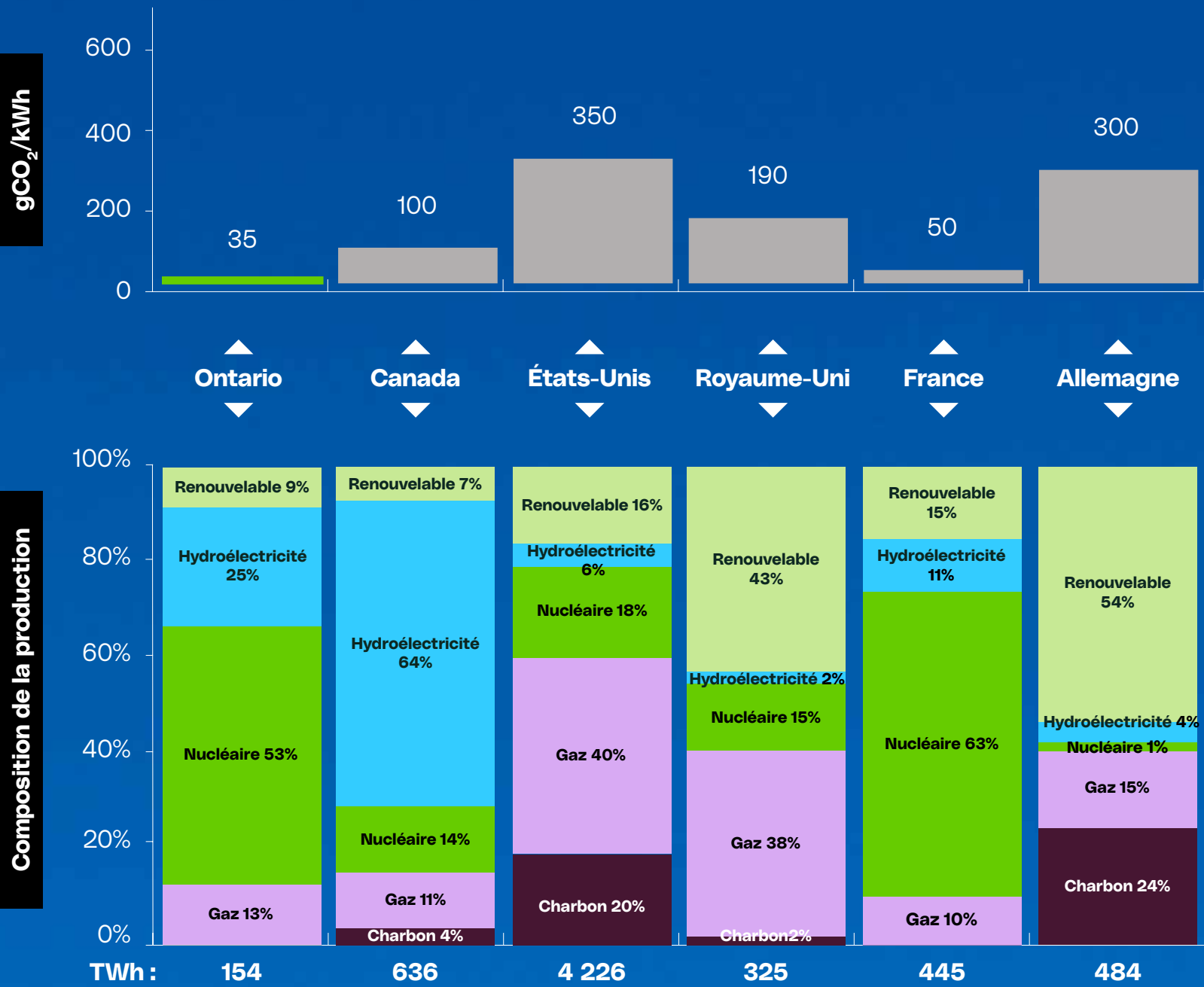
En 2022, à peine 2 % des émissions de gaz à effet de serre de l'Ontario provenaient du secteur de l'électricité, comme cela est démontré plus bas. On prévoit une légère hausse des émissions du secteur attribuable à des projets de réfection d'actifs de production et à la construction de nouvelles capacités de production à faibles émissions de carbone, mais la décarbonation considérable du réseau de l'Ontario devrait permettre de réduire considérablement les émissions d'autres secteurs, notamment le transport, la fabrication et la construction, contribuant ainsi à la réduction des émissions nettes globales.

Émissions d'éq. CO₂ par secteur en Ontario



Source :
Canada's 2024 National Inventory Report

Intensité des émissions de CO₂ – Ontario vs. reste du monde



- Notes :
- Selon la production de 2023 en Allemagne et de 2022 dans les autres territoires.
 - Les estimations de l'intensité des émissions de CO₂ concernent uniquement la production dans la région; le CO₂ provenant des importations et les émissions du cycle de vie ne sont pas inclus.
 - L'énergie renouvelable exclut l'hydroélectricité et inclut l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, les biocarburants et l'énergie géothermique.
 - L'intensité des émissions de CO₂ pour les territoires à l'extérieur du Canada est estimée en supposant des émissions de 420 géqCO₂/kWh pour le gaz naturel, de 800 géqCO₂/kWh pour le pétrole et de 900 géqCO₂/kWh pour le charbon.

Émissions de GES en 2023

Dans la transition de l'Ontario vers un avenir énergétique propre, la production d'électricité alimentée au gaz naturel est vouée à jouer un rôle important. Par sa capacité à accélérer et ralentir rapidement sa cadence, la production d'électricité alimentée au gaz naturel est un moyen à la fois essentiel et abordable d'encourager l'utilisation de sources intermittentes d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire ou l'énergie éolienne. En effet, elle offre une solution de rechange lorsque la lumière du jour n'est pas assez forte ou que le vent est faible. Cette flexibilité permet également aux centrales alimentées au gaz naturel de répondre à l'évolution de la demande et aux pointes de consommation, contribuant ainsi à la stabilité du réseau électrique de l'Ontario.

Les émissions de GES sont quantifiées et classées en trois groupes ou « niveaux » selon le référentiel comptable international le plus utilisé, soit le Protocole sur les GES.

Scope
1

Couvre les émissions directes provenant de sources détenues ou contrôlées.

Scope
2

Couvre les émissions indirectes découlant de la production d'électricité, de vapeur et de chaleur et du refroidissement consommés par la société publiante.

Scope
3

Comprend toutes les autres émissions indirectes qui se produisent dans la chaîne de valeur d'une entreprise.

Les mesures des émissions de GES de niveau 1 d'OPG sont les mesures des émissions d'équivalent de dioxyde de carbone (« éq. CO₂ ») issues des activités thermiques, nucléaires et hydroélectriques d'OPG en Ontario, y compris celles des centrales à cycle combiné. Nos

émissions de GES de niveau 2 d'OPG correspondent aux émissions indirectes, c'est-à-dire provenant de la production d'électricité que l'entreprise a achetée. La présente section du rapport offre un aperçu des émissions de niveau 1 et de niveau 2 d'OPG et de l'intensité des émissions de GES d'OPG pour 2023 et pour les exercices précédents.

OPG exploite la centrale Lennox ainsi qu'un portefeuille de centrales à cycle combinées par l'intermédiaire de sa filiale Atura Power dans le but de réduire le plus possible ses émissions de GES. En 2023, la hausse des émissions de niveau 1 et du taux d'émissions s'explique principalement par l'augmentation de 26 % sur un exercice de la production d'électricité alimentée au gaz naturel. Cette augmentation visait à répondre aux besoins accrus en matière de fiabilité du réseau, lesquels s'expliquaient par divers facteurs, notamment les réfections planifiées de centrales nucléaires. En 2023, le facteur de capacité d'Atura est passé de 29 % (pour l'exercice précédent) à 36 %, alors que la centrale Lennox a maintenu un facteur de capacité très faible (moins de 1 % en 2023), ce qui s'explique par le fait qu'elle est principalement exploitée durant les périodes de demande de pointe afin de répondre aux besoins en matière de fiabilité du réseau. Atura Power continue de saisir les occasions de réduire les émissions de GES issues de ses installations lorsque cela est faisable sur les plans technologique et économique. L'entreprise envisage notamment de produire de l'hydrogène à faible teneur en carbone à son centre d'hydrogène de Niagara, qui sera construit prochainement. L'hydrogène à faible teneur de carbone peut être mélangé à du gaz naturel dans le but de réduire l'intensité des émissions dégagées par la production d'électricité.

Les centrales à cycle combiné et la centrale Lennox d'Atura contrôlent également la quantité d'émissions atmosphériques autres que des émissions de GES, comme l'oxyde d'azote (NO_x) et le dioxyde de soufre (SO₂). Les centrales d'Atura ont recours à diverses pratiques, y compris à une technologie de combustion sèche à faible émission de NO_x et à l'utilisation d'un combustible à faible teneur en soufre. Grâce à ces procédés, les émissions de NO_x et de SO₂ sont très faibles, et chaque centrale d'Atura veille à obtenir les autorisations environnementales qui réglementent les émissions correspondantes. En 2023, le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs a approuvé les normes particulières propres à la centrale Lennox en ce qui concerne les émissions de SO₂, de NO_x et d'acide sulfurique. L'approbation s'accompagne de certaines exigences que la centrale Lennox doit remplir pour réduire ses émissions.

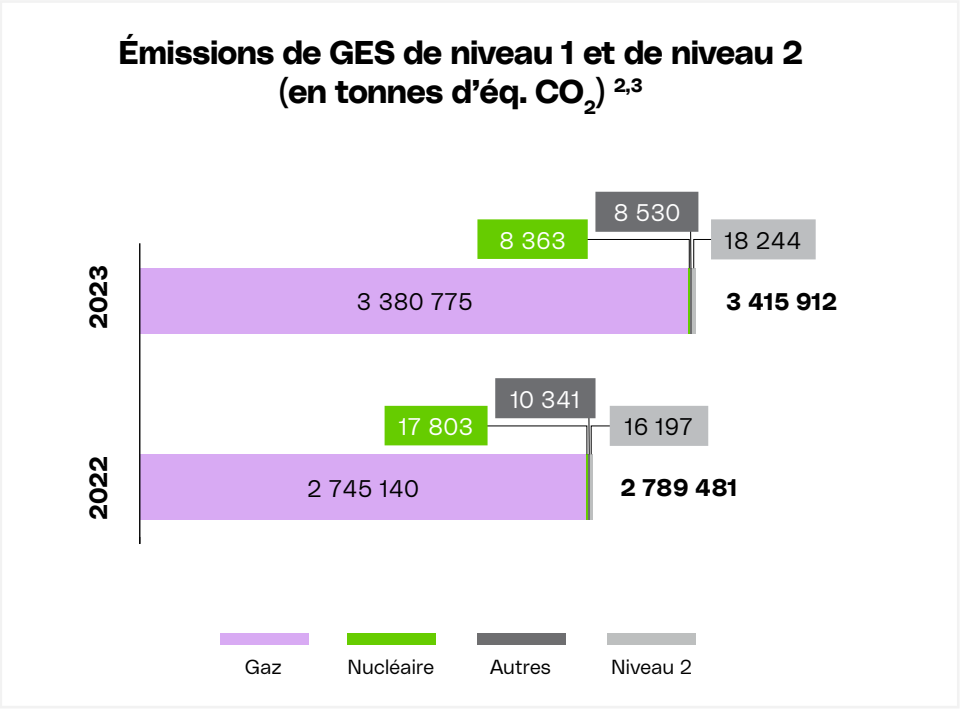
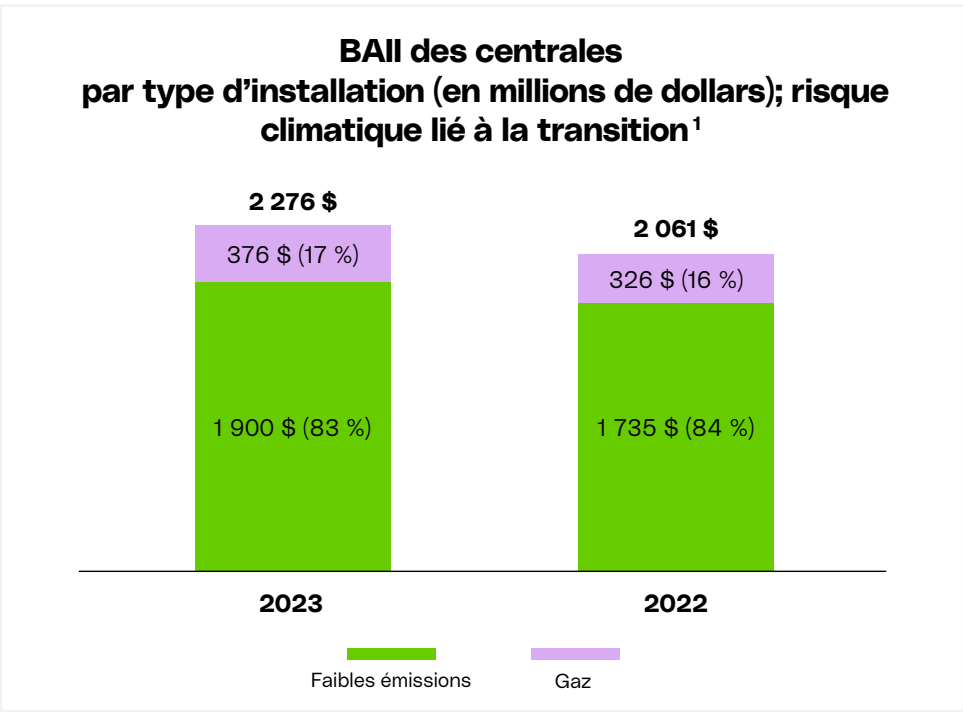


Comme cela a été mentionné précédemment, grâce à leur flexibilité, les centrales alimentées au gaz naturel permettent de répondre aux évolutions de la demande et aux pointes de consommation, ce qui accroît l'abordabilité et la stabilité du Réseau électrique de l'Ontario. Par exemple, le gaz naturel fournit environ 13 % de l'électricité annuelle de l'Ontario, mais il peut aussi fournir jusqu'à 30 % de l'électricité de la province pendant les périodes de pointe de l'été. Consciente de l'importance de cette flexibilité, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario a confirmé que la production alimentée au gaz naturel demeurera essentielle à la fiabilité du réseau jusqu'en 2040, même après l'adoption du règlement canadien sur l'électricité propre, lequel devrait limiter les émissions de GES des centrales alimentées au gaz naturel à compter de 2035.

La transition énergétique et le virage de l'Ontario vers l'électrification avancent à grands pas. Cependant, la construction de grandes infrastructures à faible teneur en carbone prend du temps. Ainsi, le gaz naturel continuera de faire partie intégrante du portefeuille de solutions énergétiques de l'Ontario pendant la transition. En ce sens, les centrales à deux combustibles Lennox et Atura Power constituent des éléments fiables, efficaces et économiques du portefeuille d'OPG.

Les hausses enregistrées dans la catégorie d’émission « Niveau 2 » sont attribuables à nos efforts d’amélioration de la gestion des GES et non à l’apparition de nouvelles sources d’émissions.

En 2023, OPG a poursuivi ses travaux avec un tiers fournisseur afin d’évaluer les fournisseurs clés dans plusieurs domaines ESG, notamment la gestion de la performance environnementale et des émissions de carbone. Ces travaux contribueront à mesurer et, ultimement, à réduire les émissions de niveau 3. À la fin de 2023, nous avons lancé une deuxième campagne d’intégration auprès de nos fournisseurs. Les évaluations se poursuivent pour nos fournisseurs clés. Les fournisseurs se sont vu attribuer des mesures correctives qui doivent les encourager à faire le suivi de leurs émissions et les réduire, le cas échéant.



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 catégorie du gaz comprend la centrale Lennox alimentée par deux combustibles et les centrales à cycle combiné d’Atura Power.

² La centrale Atikokan utilise des granulés provenant de forêts ontariennes gérées de façon durable. Les émissions de GES non biogènes et les émissions de CH₄ et de N₂O biogènes ont été présentées au tableau. OPG a retraité les émissions historiques d’Atikokan afin d’exclure les émissions de dioxyde de carbone biogènes conformément au Protocole sur les GES. OPG a aussi retraité les totaux et les taux historiques correspondants. Par souci de clarté, voici les émissions de dioxyde de carbone biogènes (en tonnes) de l’entreprise : 151 286 en 2019, 162 354 en 2020, 157 001 en 2021, 121 445 en 2022 et 149 090 en 2023.

³ Les émissions de GES de niveau 1 pour les centrales Lennox et Atura sont évaluées annuellement par des tiers. La vérification des émissions de 2023 est en cours à la date de publication. Les centrales Atura comprennent Brighton Beach, Halton Hills, Napanee et Portlands.

⁴ Pour la centrale Lennox, les informations des exercices 2021 et 2022 ont été retraitées de sorte à refléter certaines émissions qui ne proviennent pas des activités de production.

Indicateur	2023	2022	2021	2020	2019
Les émissions de gaz à effet de serre de niveau 1 comprennent des émissions provenant des centrales gérées par la filiale Atura Power					
Total des émissions d’équivalents de dioxyde de carbone (en tonnes)	3 397 668	2 773 283	1 955 852	1 158 029	354 775
Centrales thermiques - Atikokan ²	18 339	20 438	28 924	17 104	17 020
Centrales thermiques - Brighton Beach	322 542	257 748	62 269	23 514	20 800
Centrales thermiques - Halton Hills	976 878	956 352	740 815	255 043	-
Centrales thermiques – Lennox ⁴	95 831	102 515	81 184	66 945	83 725
Centrales thermiques - Napanee	1 157 668	794 812	404 196	481 194	-
Centrales thermiques - Portlands Energy Centre	809 518	613 275	618 258	303 966	224 256
Centrales thermiques - Thunder Bay	-	-	-	-	1 102
Centrales nucléaires	8 363	17 802	10 201	8 606	7 872
Autres centrales et sources	8 530	10 341	10 005	1 657	Non présenté
Les taux d’émission de gaz à effet de serre de niveau 1 correspondent à des émissions provenant de centrales gérées par la filiale Atura Power					
Équivalents de dioxyde de carbone (en tonnes ou en GWh nets, production totale d’OPG)	42.0	35.3	25.2	14.1	4.6
Équivalents de dioxyde de carbone (en tonnes ou en GWh nets, production thermique)	406	411	416	427	479
Les émissions de gaz à effet de serre de niveau 2 comprennent des émissions provenant des centrales gérées par la filiale Atura Power					
Équivalents de dioxyde de carbone (en tonnes)	18 244	16 197	4 250	3 986	3 478

Plan en matière de changements climatiques

Soucieuse de réaffirmer son engagement envers la lutte contre les changements climatiques, OPG a lancé en 2020 son tout premier Plan en matière de changements climatiques. En 2024, nous prévoyons actualiser le Plan en matière de changements climatiques pour y refléter l'évolution de la situation, les progrès que nous avons réalisés et de nouveaux engagements en matière d'atténuation, d'adaptation, d'innovation et de leadership climatiques ainsi que de nouvelles mesures de responsabilisation en matière de lutte contre les changements climatiques. Dans le cadre de l'ambition d'OPG d'électrifier le quotidien en l'espace d'une génération, le plan mis à jour tiendra compte de nos projets et priorités actualisés en vue de l'atteinte de nos deux objectifs ambitieux de zéro émission nette :

1. OPG sera une entreprise carboneutre d'ici 2040.

Nous investirons dans des mesures de réduction des émissions de carbone et dans des compensations dans le but d'atteindre un équilibre global entre émissions produites et émissions éliminées ou déplacées de l'atmosphère.

2. OPG agira en tant que catalyseur pour permettre aux marchés où elle exerce ses activités de devenir carboneutres d'ici 2050. En faisant progresser les technologies d'énergie propre, nous aspirons à devenir un chef de file de l'innovation énergétique.

Le Plan en matière de changements climatiques d'OPG est en concordance avec le rapport sur les parcours de décarbonation de la SIERE et le plan Alimenter la croissance de l'Ontario de la Province. Le rapport sur les parcours de décarbonation a cerné les différents choix qui s'offrent à la province en matière de réduction des émissions grâce à l'électricité propre. Compte tenu de l'électrification croissante des transports, du chauffage résidentiel et des processus industriels, la SIERE prévoit que d'ici 2050, les périodes de consommation de pointe pourraient solliciter plus du double de la capacité de production d'électricité du réseau actuel. Le scénario et la feuille de route stratégique du rapport sur les parcours de décarbonation pour la période jusqu'en 2050, tels qu'ils sont présentés dans le plan Alimenter la croissance de l'Ontario, dressent l'inventaire d'un certain nombre de technologies et d'approches qui visent à accroître la capacité de production propre de la province. OPG a déjà mis en place bon nombre de ces technologies et approches.

Les sections suivantes présentent les mesures qu'OPG est en train de mettre en place pour atteindre ses objectifs de zéro émission nette.

OPG sera une entreprise carboneutre d'ici 2040

Nous avons fermé nos centrales alimentées au charbon, une des plus importantes mesures de lutte contre les changements climatiques au monde. OPG continuera à être un leader en matière de changements climatiques en investissant dans la réduction des émissions de carbone et en mettant en œuvre des programmes de compensation en vue de devenir carboneutre d'ici 2040.



Une économie carboneutre d'ici 2050

OPG s'efforcera de devenir un chef de file de l'innovation énergétique, faisant progresser les technologies et les solutions pour permettre aux marchés où elle exerce ses activités d'être carboneutres d'ici 2050.

Les PRM et les nouveaux projets de développement de l'énergie nucléaire

L'accès à une énergie nucléaire fiable et à faibles émissions de carbone sera vraisemblablement essentiel à l'atteinte des objectifs de zéro émission nette d'OPG. Aussi OPG aspire-t-elle à devenir la première entreprise en Amérique du Nord à avoir intégré la technologie des PRM à son portefeuille. Les PRM peuvent être implantés à l'échelle du réseau pour fournir de l'électricité aux foyers et aux entreprises ou en tant qu'application de cogénération industrielle, pour produire de la vapeur, de la chaleur et de l'électricité. Les PRM offrent les avantages des réacteurs nucléaires traditionnels, mais ils sont plus petits en taille et en capacité de production et peuvent faciliter la construction et l'assemblage efficaces de l'installation.

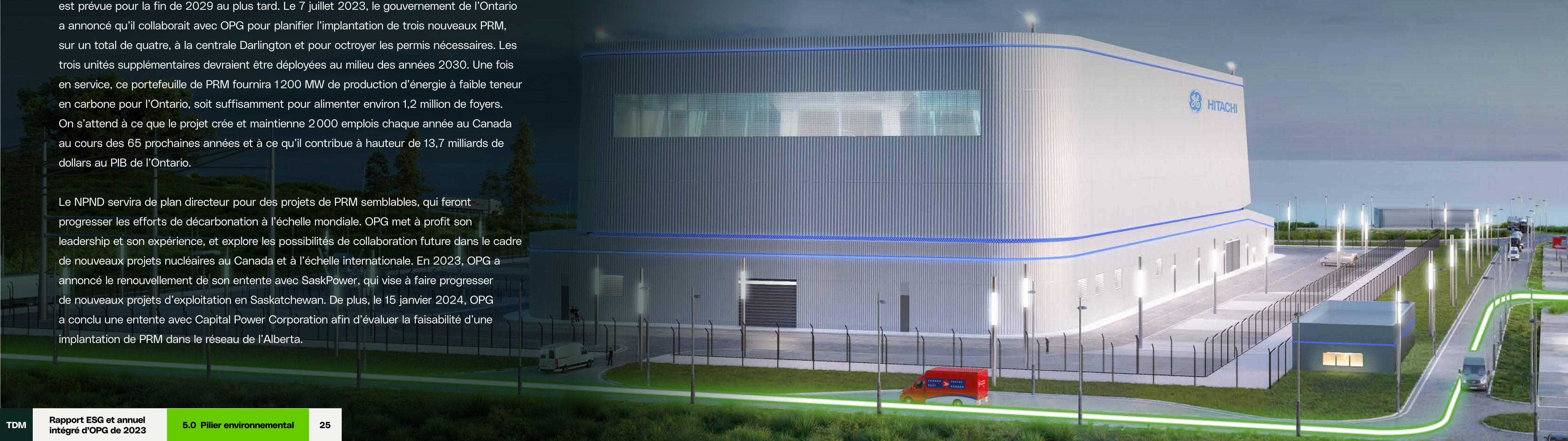
Dans le cadre du Nouveau projet nucléaire de Darlington (NPND), OPG s'est associée à GE-Hitachi pour faire venir le PRM BWRX-300 en Ontario. La construction de la première unité du BWRX-300 devrait être terminée d'ici la fin de 2028, et sa mise en service commerciale est prévue pour la fin de 2029 au plus tard. Le 7 juillet 2023, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il collaborait avec OPG pour planifier l'implantation de trois nouveaux PRM, sur un total de quatre, à la centrale Darlington et pour octroyer les permis nécessaires. Les trois unités supplémentaires devraient être déployées au milieu des années 2030. Une fois en service, ce portefeuille de PRM fournira 1200 MW de production d'énergie à faible teneur en carbone pour l'Ontario, soit suffisamment pour alimenter environ 1,2 million de foyers. On s'attend à ce que le projet crée et maintienne 2000 emplois chaque année au Canada au cours des 65 prochaines années et à ce qu'il contribue à hauteur de 13,7 milliards de dollars au PIB de l'Ontario.

Le NPND servira de plan directeur pour des projets de PRM semblables, qui feront progresser les efforts de décarbonation à l'échelle mondiale. OPG met à profit son leadership et son expérience, et explore les possibilités de collaboration future dans le cadre de nouveaux projets nucléaires au Canada et à l'échelle internationale. En 2023, OPG a annoncé le renouvellement de son entente avec SaskPower, qui vise à faire progresser de nouveaux projets d'exploitation en Saskatchewan. De plus, le 15 janvier 2024, OPG a conclu une entente avec Capital Power Corporation afin d'évaluer la faisabilité d'une implantation de PRM dans le réseau de l'Alberta.

Les réacteurs micromodulaires, plus petits que les PRM, fournissent de la vapeur, de la chaleur et de l'électricité, et peuvent remplacer la production alimentée au carburant diesel ou à la chaleur, laquelle est génératrice d'émissions de GES. Cette technologie pourrait être particulièrement utile pour les collectivités Autochtones éloignées ainsi que pour l'industrie minière. En 2023, OPG a poursuivi ses analyses de faisabilité concernant les réacteurs micromodulaires. Global First Power (GFP), une coentreprise créée par OPG et Ultra Safe Nuclear Corporation, a continué la mise en place de réacteurs micromodulaires à grande échelle au site des Laboratoires de Chalk River.

OPG est également partie à une entente-cadre avec X-energy visant le déploiement et l'exploitation en Ontario du réacteur à gaz à haute température XE-100, qui doit apporter des solutions de cogénération industrielle. En remplaçant les turbines à gaz, ce réacteur avancé peut réduire les GES tout en produisant de l'électricité pour les consommateurs industriels.

En outre, à la suite du lancement du plan Alimenter la croissance de l'Ontario, la Province a envoyé une lettre à la SIERE lui enjoignant de commencer à travailler sur plusieurs initiatives, notamment de collaborer avec OPG et Bruce Power à l'élaboration d'une analyse de faisabilité pour la production nucléaire future en Ontario. L'évaluation est en cours et devrait être soumise à la Province d'ici décembre 2024.





Renouvellement et développement d'actifs

OPG continue d'investir dans le renouvellement de ses actifs de production afin de les rendre plus efficaces et de s'assurer qu'ils peuvent continuer à produire une électricité à faible teneur en carbone, fiable et abordable qui aide l'Ontario à atteindre ses objectifs en matière de lutte contre les changements climatiques.

En 2023, la division Production d'énergie renouvelable d'OPG a enregistré des progrès dans plusieurs projets à faibles émissions de carbone. Les projets ciblent des occasions dans le domaine des énergies renouvelables, notamment :

- L'achèvement du réaménagement de la centrale Calabogie, dans l'est de l'Ontario, dont la mise en service a eu lieu au T1 2023. Le volume de production de la nouvelle centrale hydroélectrique a plus que doublé, passant de 5 MW à 11 MW.
- La réalisation du Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long se poursuit avec l'augmentation du débit et d'autres améliorations au barrage principal de la centrale Little Long, situé sur la rivière Lower Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario, dans le but d'assurer le respect des exigences en matière de sécurité des barrages.
- Réfection des structures de l'évacuateur et des vannes de vidange âgées de 100 ans du barrage de la centrale Smoky Falls afin de s'assurer que le barrage puisse continuer à répondre aux exigences actuelles en matière de sécurité des barrages.
- Les travaux d'entretien des unités de production à l'échelle du portefeuille de centrales hydroélectriques se poursuivent dans le cadre d'un vaste programme d'examen des turbines et des générateurs. La réfection de ces unités prolongera la durée de vie de ces actifs durables.

Rapport sur les possibilités hydroélectriques dans le nord de l'Ontario

En collaboration avec l'Ontario Waterpower Association et la Province, OPG a publié le Rapport sur les possibilités hydroélectriques dans le nord de l'Ontario au début de 2023, lequel fait état d'un potentiel hydroélectrique inexploité d'entre 3 000 MW et 4 000 MW dans le Nord. De plus, le rapport souligne que l'hydroélectricité représente un puissant générateur d'emplois et de croissance pour le nord de l'Ontario, aussi bien directement, par le développement de projets, que par la stimulation des activités et des stratégies économiques de la province, par exemple de la Stratégie ontarienne relative aux minéraux critiques. Les sources d'électricité à faibles émissions de carbone de la province procurent à l'Ontario un avantage lorsqu'il s'agit d'attirer des talents et des investissements dans des secteurs clés comme l'industrie minière. D'autres projets de développement hydroélectrique dans le nord de l'Ontario, où des gisements de minéraux critiques ont été trouvés, pourraient y contribuer aussi.

Dans le cadre de son programme sur les énergies renouvelables, OPG continue de faire progresser les discussions avec les collectivités et de déterminer la viabilité des sites potentiels dans diverses régions du nord de l'Ontario. OPG collabore avec les collectivités Autochtones dans le but de s'assurer que, si de tels projets venaient à être entrepris, un dialogue constructif et des possibilités de participation des Autochtones seraient au rendez-vous.

Le Rapport sur les possibilités hydroélectriques dans le nord de l'Ontario

 Lien

Réfection des actifs nucléaires

OPG continue d'investir dans ses activités nucléaires, qui sont le pilier de notre empreinte énergétique à faible teneur en carbone.

Réfection de la centrale Darlington

En ce moment, notre principal projet d'investissement est le projet de réfection de la centrale Darlington, qui est l'un des plus importants projets d'infrastructure d'énergie propre au Canada. En 2023, le projet progressait comme prévu. OPG continue d'évaluer et de chercher des moyens de gérer l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur le coût total du projet. Cela dit, le projet continue de respecter le budget établi, soit 12,8 milliards de dollars. Une fois terminée, d'ici la fin 2026, la réfection (de quatre unités) augmentera la vie de la centrale Darlington d'au moins 30 ans. Les bénéfices qu'elle apportera seraient équivalents à ceux d'un retrait de deux millions de voitures par an des routes de l'Ontario.

La réfection de la première unité, l'unité 2, a été terminée en juin 2020, tandis que celle de la deuxième unité, l'unité 3, a été terminée en juillet 2023, soit 169 jours avant l'échéance. La réfection de la troisième unité à remettre en état, l'unité 1, a débuté en février 2022. La remise en service de l'unité est prévue pour le quatrième trimestre de 2024, en avance par rapport au calendrier initial, qui visait le deuxième trimestre de 2025 .. La réfection de la dernière unité, l'unité 4, a commencé en juillet 2023 and et devrait prendre fin d'ici la fin de 2026.

Réfection de la centrale Pickering

En 2023, à la suite d'une demande de la Province en septembre 2022, OPG a réalisé une mise à jour de son analyse de faisabilité pour la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. Cette mise à jour reposait sur l'étendue prévue du projet de réfection. Par suite du dépôt de l'analyse de faisabilité d'OPG approuvée par le conseil d'administration en août 2023, la Province a annoncé, en janvier 2024, son soutien à OPG quant à la poursuite des prochaines étapes des travaux de réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. OPG réalisera ainsi certaines activités préalables à la réalisation, notamment des travaux d'ingénierie préliminaires et la passation de commandes de composantes à long délai de livraison.

La remise en service de l'unité 1 initialement prévue pour le quatrième trimestre de 2024 a été devancée au 9 mai 2024. D'après le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (page 65), publié initialement le 7 mars 2024, la remise en service de l'unité 1 était prévue pour le deuxième trimestre de 2025.



Électrification

L'électrification est une étape cruciale de la transition énergétique et un élément névralgique de toute stratégie de zéro émission nette. On parle d'électrification dès lors qu'une certaine quantité d'énergie de source autre que l'électricité est transformée en électricité grâce à la consommation d'un carburant, par exemple l'essence, le diesel, le gaz naturel ou le propane. Grâce à la production d'une énergie à faible teneur en carbone offerte par OPG, l'électrification offre une occasion extraordinaire de réduire les émissions de GES issues d'autres secteurs de l'économie provinciale. Cela dit, s'il est un secteur où les avantages de l'électrification sont particulièrement intéressants, c'est bien le secteur des transports, qui est à l'origine de plus de 30 % des émissions de carbone de la province.

PowerON Energy Solutions

OPG œuvre dans le domaine de l'électrification des transports en commun depuis 14 ans, soit depuis le lancement de Plug'n Drive. Plus récemment, nous avons lancé la filiale, PowerON Energy Solutions, qui a pour mission d'offrir des services liés aux infrastructures d'électrification tant aux organismes de transport collectif qu'aux parcs commerciaux. En 2023, PowerON a continué sa collaboration avec la Toronto Transit Commission (TTC) afin de l'aider à faire la transition aux autobus électriques, le plus important projet d'électrification de véhicules de transport collectif à ce jour en Amérique du Nord.

En 2023, PowerON a également donné le coup d'envoi au programme d'électrification du transport collectif d'Oakville Transit et a déployé une infrastructure de bornes de recharge pour les navettes électriques de l'aéroport Billy Bishop à Toronto. En outre, PowerON a collaboré avec des entreprises commerciales, notamment des prestataires de services logistiques et des entreprises de télécommunication, dans le cadre de projets de décarbonation de leurs activités, qui consistaient à électrifier les parcs de véhicules commerciaux des entreprises. PowerON continue de travailler à de nouveaux projets d'électrification, tant dans le domaine du transport collectif qu'auprès d'entreprises privées, contribuant ainsi à la décarbonation du secteur des transports publics et commerciaux.

PowerON travaille aussi aux côtés du ministère des Transports de l'Ontario aux termes d'un contrat de prestation de services énergétiques en vue de l'électrification des traversiers Amherst et Wolfe Island de la province.

Ivy Charging Network

En partenariat avec Hydro One Limited, OPG continue d'étendre son réseau Ivy Charging Network (Ivy), qui est un des plus grands réseaux de bornes de recharge rapide de véhicules électriques en Ontario. À la fin de 2022, Ivy Charge & Go, le réseau de bornes de recharge de niveau 3 d'Ivy, comptait 150 bornes de recharge rapide en service, notamment dans les 20 emplacements ONroute Plaza le long des autoroutes 400 et 401 en Ontario. En 2023, le réseau de niveau 3 a permis de livrer plus de 2 200 mégawattheures (MWh) d'énergie.

À la fin de 2023, Ivy Park & Charge, le réseau de bornes de recharge de niveau 2 basé en fonction de la destination pour conducteurs de véhicules électriques, lancé grâce à des partenariats avec des municipalités et des entreprises, comptait 63 bornes de recharge en service dans 26 emplacements, dans sept municipalités dans la province.

Ivy a également lancé Ivy Home, une solution clé en main de recharge de véhicules électriques qui comprend une borne de recharge intelligente de niveau 2 fabriquée en Ontario et qui fait de la recharge à la maison une activité sans tracas. Au cours de la première année, de nombreux conducteurs de véhicules électriques en Ontario ont choisi la solution de recharge à la maison d'Ivy Home. En 2023, Ivy a élargi l'étendue géographique de cette offre, qui est désormais disponible dans l'ensemble de la province.

² Pour une description des niveaux des bornes de recharge, consultez le site : <https://ivycharge.com/blog/what-is-the-difference-between-level2-level3-chargers/>



L'hydrogène

L'hydrogène est l'élément prépondérant dans l'univers. C'est aussi un substitut transportable, énergétiquement dense et à faibles émissions de carbone de l'essence et du carburant diesel. Il peut aussi être mélangé à du gaz naturel dans le but de réduire les émissions de carbone de la production d'électricité alimentée au gaz naturel. Sa production peut faire usage d'une électricité propre, sans émissions, grâce aux actifs hydroélectriques et nucléaires d'OPG. Par conséquent, l'hydrogène offre un potentiel extrêmement prometteur pour ce qui est de réduire l'empreinte carbone des véhicules lourds et de secteurs très polluants comme ceux de l'acier et du ciment.

Atura Power est toujours un chef de file de la production d'hydrogène faible en carbone en Ontario en 2023. L'entreprise a achevé la conception détaillée et l'acquisition des composants essentiels pour le Niagara Hydrogen Centre, dont la mise en service est prévue pour 2025. Le projet de mélange d'hydrogène à la centrale Halton Hills d'Atura Power va également bon train. Ce dernier a amplement bénéficié du soutien du Fonds pour l'innovation relative à l'hydrogène de la SIERE. Ce projet devrait être lancé en même temps que le Niagara Hydrogen Centre, en 2025. Il offre la capacité de produire un mélange d'hydrogène à des concentrations de jusqu'à 15 % pour couvrir les besoins en carburant de chacune des turbines alimentées au gaz. En 2023, Atura a réalisé des progrès importants dans d'autres projets d'envergure axés sur l'hydrogène à faible teneur en carbone, notamment l'exploration des possibilités de stockage dans des cavernes de sel, les possibilités de transport par gazoduc, de liquéfaction et de production d'électricité à l'aide de méthodologies de production d'hydrogène durables, le but ultime étant la construction d'un réseau énergétique plus résilient et autosuffisant.

Stockage d'énergie

Les technologies de stockage d'énergie sont un autre élément essentiel de la transition énergétique et de l'ambition d'OPG de devenir un catalyseur de l'économie carboneutre. Elles permettent d'entreposer les énergies propres et renouvelables pendant qu'elles sont abondantes afin de les utiliser ultérieurement, en cas de nécessité pour répondre à la demande.

En 2023, Atura Power a poursuivi ses projets de stockage d'énergie par batteries à l'échelle du réseau, qui visent à renforcer l'implantation des sources de production renouvelables sur le marché ontarien. Atura est en train de mettre en place une installation de stockage d'énergie à batteries de 250 MW à la centrale Napanee à Bath, en Ontario. Il s'agira de la deuxième plus grande installation de stockage par batteries en Ontario, et sa mise en service est prévue pour mai 2026. D'autres projets de stockage par batteries sont également prévus par Atura Power, toujours dans le but de renforcer l'implantation des sources de production renouvelables sur le marché ontarien.

Autres initiatives en matière de changements climatiques

Dans le cadre de son objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2040, OPG se penche aussi sur les technologies à émissions négatives et continue à soutenir les solutions naturelles telles que les initiatives de protection de la biodiversité. En outre, l'entreprise fait le suivi des avancées dans le domaine du captage et de la séquestration du carbone par les services publics d'électricité de même que les premiers efforts d'élaboration d'un cadre réglementaire régissant la séquestration du carbone en Ontario. Toutes ces mesures actuelles et futures devront permettre à OPG d'atteindre ses objectifs en matière de lutte contre les changements climatiques, et à l'Ontario, de prospérer dans un monde post-carbone.

Changements climatiques : résilience et adaptation

L'adaptation désigne le processus de repositionnement en raison des changements climatiques déjà observés ou anticipés, tandis que la résilience s'entend de la capacité des actifs et des activités à résister aux effets des changements climatiques ou à s'en rétablir rapidement. Pour augmenter la fiabilité et la résilience de nos actifs en prévision de conditions météorologiques extrêmes, nous devons établir des prévisions et nous préparer pour un monde futur marqué par l'instabilité.

La résilience et l'adaptation au climat sont importantes pour le secteur de l'électricité, et ce, pour plusieurs raisons. Le secteur est particulièrement exposé aux risques climatiques qui peuvent endommager ou rendre dysfonctionnelle l'infrastructure de production et de transport. De plus, étant donné que le secteur de l'électricité assure l'alimentation en électricité de plusieurs autres secteurs, les répercussions économiques et sociétales de ces risques pourraient toucher l'économie dans son ensemble.

Le secteur de l'électricité doit prévoir les risques et les facteurs liés aux changements climatiques tels que la pénurie d'eau et la chaleur extrême et se préparer au futur afin de pouvoir offrir un service d'électricité fiable à l'appui de la transition énergétique.

OPG s'engage à accroître la résilience de ses activités en continuant à offrir à la population ontarienne un service d'électricité fiable et en prenant les précautions nécessaires pour préserver la sécurité des collectivités qui nous accueillent.

En 2023, OPG a publié une stratégie d'adaptation interne sur les changements climatiques et une feuille de route des livrables. Les priorités y étaient organisées autour de cinq piliers :

- Actifs en service
- Investissements
- Projets
- Communication
- Leadership

En 2023, OPG a poursuivi son travail sur les priorités relevant de chacun de ces piliers. Nous nous sommes notamment penchés sur la prise en compte des considérations relatives aux changements climatiques dans certaines activités clés, sur les premières évaluations des risques physiques liés au climat et sur les évaluations de la vulnérabilité, tant pour les actifs de production en service que pour certains projets particuliers de production d'électricité alimentés par de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables. Nous avons aussi cherché à apporter en priorité des améliorations aux infrastructure qui visent à atténuer les incidences des changements climatiques.



Pleins feux sur l’analyse des scénarios climatiques

En 2023, OPG a effectué une analyse de scénarios climatiques à laquelle ont pris part des représentants de la haute direction et des experts issus de différentes unités fonctionnelles à l’échelle de l’entreprise. L’analyse de scénarios climatiques a été réalisée conformément à la recommandation du GIFCC, soit de décrire la résilience de la stratégie de l’organisation en tenant compte de différents scénarios climatiques, entre autres celui d’un réchauffement de 20°C ou moins. L’entreprise a évalué quatre scénarios regroupés selon deux visions distinctes de l’avenir énergétique (voir le tableau à droite).

Les prévisions climatiques et en matière d’investissement, y compris les données sur les risques physiques et liés à la transition, s’appuient sur des informations puisées dans des rapports et des sources gouvernementales et d’organisations internationales, notamment dans des sources provenant du groupe de discussion intergouvernemental sur les changements climatiques, de l’Agence internationale de l’énergie, des National Climate Assessment Reports, de l’Atlas climatique du Canada, de la Régie de l’énergie du Canada et de la SIERE. Ces données ont été utilisées pour formuler différentes hypothèses concernant l’avenir climatique et pour analyser les risques liés au climat et les occasions inhérentes aux différentes perspectives.

Les changements climatiques et leurs répercussions potentielles sur les activités d’OPG ont fait l’objet d’un certain nombre d’ateliers et de séances d’analyse internes auxquelles ont participé des dirigeants de l’entreprise ainsi que des représentants des unités fonctionnelles et filiales spécialisées dans le gaz naturel, l’hydroélectricité, les occasions de croissance par l’électrification et l’énergie nucléaire.

L’analyse des scénarios climatiques d’OPG a consisté avant tout en une évaluation qualitative inspirée de l’évaluation actuelle des risques et occasions liés au climat, notamment de ceux relevés et gérés par l’intermédiaire du programme de gestion du risque d’entreprise (GRE) d’OPG, qui est encadré par le conseil d’administration d’OPG.



À l’instar du référentiel du GIFCC, l’évaluation a pris en considération les risques graves et chroniques, qu’ils soient de type physique ou lié à la transition, notamment ceux qui relèvent des facteurs politiques, technologiques, commerciaux et liés à la réputation, ainsi que les occasions sur le plan de l’efficacité des ressources, des sources d’énergie, des produits et services, des marchés et de la résilience.

Vue d’ensemble

Transition
énergétique

Tendances
en matière de
réchauffement

Avenir énergétique à faible teneur en carbone		Avenir énergétique à forte teneur en carbone	
Scénario de zéro émission nette à l'échelle mondiale	Scénario à faibles émissions de carbone	Scénario à deux degrés	Scénario à fortes émissions de carbone
L'économie mondiale est en voie d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 sans recourir à des technologies à émissions négatives.	Respect de l'accord de Paris et atteinte des objectifs de développement durable des Nations unies en matière d'énergie.	Les engagements climatiques des gouvernements, notamment les contributions déterminées au niveau national, sont remplis.	Seules les politiques actuelles et déclarées sont respectées. Scénario fondé sur la volonté de préserver le déroulement habituel des activités.
Transformation complète de la production, du transport et de la consommation d'énergie.	Transformation ambitieuse du secteur de l'énergie. Mise en œuvre intégrale et opportune de l'ensemble des politiques et engagements de carboneutralité du secteur privé.	Les émissions liées à l'énergie baissent d'environ 40 % d'ici 2050. La baisse est la plus prononcée dans le secteur de l'électricité.	La demande d'énergie ne cesse d'augmenter. Bien que les énergies renouvelables affichent une certaine croissance, les combustibles fossiles continuent de jouer un rôle important.
Réchauffement estimé entre 2041 et 2060 : 1,6°C De 2081 à 2100 : 1,4°C	Réchauffement estimé entre 2041 et 2060 : 1,7°C De 2081 à 2100 : 1,8°C	Réchauffement estimé entre 2041 et 2060 : 2,0°C De 2081 à 2100 : 2,7°C	Réchauffement estimé entre 2041 et 2060 : 2,4°C De 2081 à 2100 : 4,4°C

Résilience de la stratégie de l'organisation à la lumière des différents scénarios climatiques

Dans son analyse, OPG a anticipé différents risques et occasions liés au climat à court terme (1 à 5 ans), à moyen terme (5 à 20 ans) et à long terme (20 à 50 ans et plus). Alors que certains risques et occasions sont les mêmes pour l'ensemble des unités fonctionnelles d'OPG, d'autres risques présentent des différences qui s'expliquent par des facteurs uniques à caractère géographique ou technologique. OPG a pris les dispositions nécessaires pour faire face à ces risques et occasions et garantir la résilience de l'organisation, quel que soit le scénario qui se réalisera.

Scénarios évoquant un avenir énergétique à faible teneur en carbone

Dans les scénarios évoquant un avenir énergétique à faible teneur en carbone, l'importante augmentation des investissements dans l'énergie à faible teneur en carbone, dans l'électrification et dans l'efficacité énergétique devraient conduire à une hausse des investissements dans l'énergie propre. Ces deux scénarios présupposent le déploiement de mesures vigoureuses de réduction des émissions de carbone. Ainsi, les risques associés à la transition vers une économie sobre en carbone font l'objet d'une attention plus soutenue que les risques physiques associés au réchauffement climatique.

OPG s'attaque aux risques liés à la transition en mettant en œuvre son Plan en matière de changements climatiques, qui comprend une stratégie globale pour atténuer les éventuelles répercussions de la transition pour l'organisation. Comme il est mentionné ailleurs dans le présent rapport, cette stratégie envisage la réfection de centrales nucléaires, des investissements dans les PRM, l'expansion de l'hydroélectricité, le développement du stockage d'énergie, des initiatives d'électrification, des solutions naturelles ainsi que la poursuite et l'éventuelle augmentation de la production d'électricité au gaz naturel. Le but est de favoriser la transition énergétique, mais aussi d'assurer la fiabilité et la sécurité des services énergétiques dans l'intervalle. Atura Power mène aussi des activités de développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone en Ontario. Cette source d'énergie peut être mélangée à du gaz naturel et permettre de réduire l'intensité de carbone de la production d'électricité alimentée au gaz naturel et de réduire les émissions dans d'autres secteurs.

En 2023, la production alimentée au gaz naturel d'OPG représentait environ 17 % du bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) d'OPG attribuable aux centrales, comme le montre le graphique à la page 23. À en juger sur la planification et le processus d'approvisionnement de la SIERE, la production d'électricité au gaz naturel sera nécessaire pour maintenir la fiabilité du réseau à court et à moyen terme. OPG continue de surveiller de près les nouvelles exigences réglementaires qui peuvent avoir une incidence à moyen et à long terme sur la capacité de produire de l'électricité en brûlant du gaz naturel, par exemple le règlement national sur l'électricité propre.

Dans un contexte de décarbonation énergétique des systèmes énergétiques mondiaux, les occasions prévues par les scénarios évoquant un avenir énergétique à faible teneur en carbone sont celles qui retiennent le plus l'attention d'OPG.

Scénarios évoquant un avenir énergétique à forte teneur en carbone

Dans l'hypothèse d'un avenir énergétique à forte teneur en carbone (et, dans une moindre mesure, dans celle d'un avenir énergétique à faible teneur en carbone), la capacité des infrastructures à fournir de l'énergie fiable subira une pression accrue en raison de l'incidence de températures plus élevées et de la fréquence accrue de phénomènes météorologiques extrêmes. Il est probable que les risques physiques liés aux infrastructures, aux capacités de livraison d'énergie et à la sécurité des employés s'aggraveront.

Comme toute autre entreprise dans le monde, OPG doit relever des défis opérationnels attribuables aux changements climatiques. Les effets potentiels sur l'efficacité, la fiabilité et la durée de vie des installations et des équipements, ciblées par les plans d'atténuation des risques, soulèvent des préoccupations légitimes.

Pour relever ces défis, OPG a élaboré une stratégie d'adaptation et une feuille de route interne exclusive en matière de changements climatiques. Elles visent à aider l'entreprise à augmenter sa résilience en intégrant les considérations relatives aux changements climatiques à des secteurs d'activité clés, notamment les immobilisations et les travaux d'ingénierie. Alors que les effets des changements climatiques devraient s'aggraver dans un avenir prévisible, OPG continuera d'élaborer et de mettre en œuvre sa stratégie d'adaptation et d'accroître sa résilience face à ces risques.

Dans ce scénario, les risques liés à la transition qui pèsent sur l'infrastructure en place, alimentée par des combustibles fossiles, seraient probablement moins élevés. En outre, les entreprises dont les actifs émettent des émissions pourraient bénéficier de conditions de marché relativement stables, d'un soutien politique et d'occasions d'investissement, et disposer de plus de temps pour adapter et diversifier leurs activités.

Surveillance continue

OPG continuera de surveiller et d'évaluer les risques et occasions liés au climat à court, à moyen et à long terme, en mettant l'accent sur l'amélioration des données et de la modélisation pour orienter ses stratégies de renforcement de la résilience. De plus, OPG s'est engagée à collaborer avec divers consortiums et groupes sectoriels afin d'élaborer des stratégies d'adaptation et des pratiques exemplaires propres au secteur.

Malgré les incertitudes inévitables, cette analyse demeure importante pour OPG, car elle donne une idée des incidences négatives probables des changements climatiques et des occasions liées à la transition énergétique. Ce faisant, elle permet de cerner les secteurs où des efforts pourraient être déployés dans le but de répondre aux besoins prioritaires.

Gestion des sous-produits et des déchets nucléaires, et des services nucléaires durables

Services nucléaires durables : cela ne tient qu'à nous

OPG est un chef de file de la gestion sécuritaire et respectueuse de l'environnement des déchets et sous-produits nucléaires issus de la production d'électricité nucléaire. La division Services nucléaires durables d'OPG est responsable de la gestion sécuritaire, intelligente et intégrée des déchets nucléaires et des sous-produits nucléaires issus du portefeuille de centrales nucléaires actuel et futur de l'Ontario, notamment de la réfection d'installations et des projets de déclasserment à venir.

Nos efforts de réduction et de stockage des déchets et sous-produits nucléaires et la planification de leur élimination permanente s'appuient sur notre expérience pratique et notre expertise de plus de cinq décennies. Ces efforts comprennent, entre autres :

- Mise en œuvre de plans de déclasserment pour les centrales nucléaires détenues par OPG, y compris les centrales Pickering, Darlington et Bruce ainsi que les sites à venir.
- Mesures de réduction de la taille des déchets et sous-produits nucléaires en Ontario : depuis le début de nos activités liées aux réacteurs, nous avons accompli une réduction de 58 % des volumes de déchets de faible activité grâce à divers procédés tels que l'incinération et la compaction.
- Objectif de réduire de 50 % les déchets de faible activité à l'installation de gestion des déchets Western à Kincardine d'ici 2032.
- Sensibilisation systématique du public et dialogue permanent avec les peuples, communautés et parties prenantes Autochtones.
- Promotion des avantages de la récupération des déchets et sous-produits nucléaires, comme il est décrit ci-après dans la présente section.

Notre personnel assume l'entière responsabilité de l'intégralité du cycle de vie des déchets dont nous avons la charge. Nous travaillons en étroite collaboration avec la Commission canadienne de sûreté nucléaire et l'Agence internationale de l'énergie atomique afin d'assurer la gestion continue du combustible irradié.

Catégories de déchets :

L'énergie nucléaire, qui produit de l'électricité à partir de l'uranium, est à l'origine de trois catégories de déchets radioactifs. Les déchets de faible activité sont notamment les vêtements de protection, les balais à plancher, les balais à franges et les chiffons qui ont été contaminés dans les centrales nucléaires. Les déchets de moyenne activité s'entendent des résines, des filtres et des composantes usées du réacteur. Les déchets de haut niveau, soit les combustibles irradiés, ne constituent que 3 % du volume total des déchets issus des centrales nucléaires.

Les grappes de combustible irradié sont retirées des réacteurs et conservées dans des bassins remplis d'eau à chaque centrale nucléaire jusqu'à ce que la chaleur résiduelle et la radioactivité diminuent graduellement. Ensuite, ils sont placés dans des conteneurs de stockage à sec en acier ou en béton. Le combustible irradié est stocké aux centrales Kincardine, Pickering et Darlington. Les déchets de faible et de moyenne activité provenant des centrales nucléaires détenues par OPG sont essentiellement transportés et stockés à l'installation des Services nucléaires durables qui fait partie du site nucléaire Bruce Power à Kincardine.

Les déchets gérés par le personnel des Services nucléaires durables sont soumis à trois types d'opérations :

Prévention des déchets, soit leur réduction en amont :

Dans le cadre de programmes de dérivation mis en place dans nos différentes centrales, nous nous efforçons de réduire les déchets que nous générons, par exemple, en retirant l'emballage des outils et des matériaux avant que ceux-ci ne pénètrent dans les zones radiologiques.

Gestion des déchets dont nous avons la charge :

Nous observons les règlements fédéraux et internationaux et nous nous assurons la gestion de la totalité de nos déchets.

Récupération des déchets :

Les déchets et les sous-produits sont récupérés dans le but de rentabiliser la centrale nucléaire au-delà de la production d'électricité. La récupération des déchets, rendue possible par les innovations, offre des avantages directs et sauve des vies. Nos déchets et sous-produits bénéficient à de nombreux secteurs, dont les soins de santé, l'alimentation, l'industrie pharmaceutique, les technologies de l'information et les nouvelles technologies nucléaires (voir la section « Pilier social » du présent rapport pour en savoir plus).





Quelques faits saillants à propos de nos activités en 2023 :

- Au troisième trimestre, nous avons mis en service une nouvelle centrale, la Western Clean-Energy Sorting and Recycling à Kincardine, en collaboration avec LEP et EnergySolutions Canada. Environ 24 membres du personnel trient et séparent les déchets de faible activité issus des activités nucléaires d'OPG à des fins de traitement et de réduction de volume.
- En collaboration avec des partenaires du secteur, nous avons conçu des améliorations des solutions de traitement des métaux, un jalon important dans l'élaboration d'une stratégie de traitement, de décontamination et de recyclage des composantes métalliques.
- En collaboration avec deux fournisseurs, nous avons mené un projet pilote qui doit permettre, grâce à des technologies novatrices, de réduire la consommation de résine lors de l'extraction de carbone 14 à des fins médicales.
- Pour contrebalancer l'empreinte des nouveaux projets de construction d'installations de stockage de déchets de faible activité, nous avons remis en état une construction existante au site Bruce et nous avons obtenu les permis nécessaires.
- Pour atténuer les effets des émissions de carbone 14, nous avons implanté une technologie d'épurateur dans certaines installations de stockage de déchets de moyenne activité.
- Nous avons poursuivi l'amélioration des processus de réduction des déchets et de dérivation à la source aux centrales Pickering et Darlington.
- Nous avons élaboré des plans préliminaires de déclassement et de gestion des déchets pour le nouveau projet nucléaire de Darlington.
- Pour garantir l'utilisation optimale du combustible, avant de considérer les grappes de combustible comme épuisées, nous avons procédé au réarrangement des grappes de combustible dans le réacteur.
- Nous avons renouvelé le permis de l'installation de gestion des déchets Darlington.
- Nous avons organisé plus de 50 visites de sites des Services nucléaires durables lors de plusieurs journées portes ouvertes; les participants étaient notamment des représentants du secteur, des collectivités et du gouvernement ainsi que des membres des Premières Nations et des collectivités.

Solutions canadiennes en matière de déchets nucléaires

En ce qui concerne l'élimination permanente du combustible irradié, OPG soutient le dépôt géologique en profondeur pour le combustible irradié, un projet en cours d'élaboration par la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) pour l'ensemble du Canada, conformément à la Loi sur les déchets de combustible nucléaire adoptée par le parlement en 2002. La SGDN est un organisme sans but lucratif fondé par les entreprises du secteur et chargé de gérer le combustible nucléaire irradié du Canada de façon sécuritaire et durable afin de protéger les humains et l'environnement pour les générations à venir.

Le processus élaboré par la SGDN vise à permettre la réalisation du plan du Canada concernant la recherche d'une solution à long terme en matière de gestion des combustibles nucléaires irradiés du pays. Le plan de gestion adaptative progressive prévoit l'élimination permanente, à long terme, du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur. La SGDN mène actuellement un processus de sélection de site qui devrait prendre fin d'ici la fin de 2024.

Au terme d'une riche discussion avec le public canadien, les peuples Autochtones et les représentants du secteur, la SGDN a élaboré une stratégie intégrée visant les déchets radioactifs. Acceptée en 2023 par le ministre fédéral de l'Énergie et des Ressources naturelles, la stratégie confère à la SGDN la responsabilité de l'élimination permanente du combustible irradié et des déchets de moyenne activité, tandis que les propriétaires de déchets (dont OPG) seraient responsables de l'élimination des déchets de faible activité dans des installations de gestion des déchets près de la surface. Cette stratégie est conforme à la politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada, une politique fédérale modernisée qui a été adoptée, elle aussi, en 2023, et qui prépare le terrain pour la gestion institutionnelle et financière des déchets radioactifs.

En 2024, OPG entend lancer des activités de sensibilisation à l'échelle provinciale dans le but de trouver des solutions au besoin d'élimination des déchets de faible activité de l'entreprise. Les activités de sensibilisation commenceront par une phase d'apprentissage au cours de laquelle OPG communiquera d'abord avec les nations et les communautés Autochtones de l'Ontario, ensuite avec les municipalités, afin d'amorcer un véritable dialogue sur le rôle de l'énergie nucléaire et de l'élimination des déchets de faible activité.

Fonds nucléaires à usage réservé

La Loi sur la sûreté et la sûreté nucléaire et les règlements connexes exigent qu’OPG prenne des dispositions adéquates pour toutes les activités actuelles et prévisibles de gestion des déchets nucléaires, de déclassement des installations et d’élimination. À cet effet, en vertu de l’Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclue entre OPG et la province d’Ontario, OPG est tenue de maintenir deux fonds de réserve distincts : le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement. Étant donné que les fonds sont à usage réservé, les générations futures n’auront pas à assumer les coûts à venir. Ces coûts à venir comprennent la gestion des sous-produits de faible et de moyenne activité et du combustible nucléaire irradié ainsi que le déclassement final des centrales nucléaires et des installations de gestion des déchets nucléaires d’OPG, y compris des centrales louées à Bruce Power.

Ces fonds sont conservés dans des comptes de garde en mains tierces qui sont séparés du reste des actifs de l’entreprise. À la fin de 2023, la valeur actuelle approximative des fonds s’établissait à 26 milliards de dollars (montant tenant compte de la garantie de rendement fournie par la province d’Ontario). Les fonds augmentent chaque année, grâce à leur gestion prudente et aux éventuels apports effectués.

Centre canadien pour une énergie nucléaire durable

Lancé en 2020, le Centre canadien pour une énergie nucléaire durable (Centre) offre un pôle d’innovation permettant la collaboration entre le secteur, les collectivités, les entreprises locales, le milieu universitaire et les collectivités Autochtones dans le but de soutenir le développement de solutions novatrices visant le projet de déclassement de Pickering. Tout au long de 2023, l’équipe du Centre a mis en oeuvre des initiatives à valeur ajoutée pour ses membres, que ce soit sous la forme de webinaires sur le partage des connaissances Autochtones, de possibilités de réseautage auprès du secteur ou de programmes communautaires, sans oublier l’exploration de nouvelles possibilités

stratégiques. Le Centre a bâti des relations de collaboration au sein du secteur et a lancé des projets novateurs liés au déclassement. Nos travaux en 2023 nous ont amenés à conclure que les réussites du Centre pourraient se poursuivre sans espace physique et sans modèle d’adhésion connexe. Un changement de contexte, lié à l’évolution et la croissance du secteur, est également à l’oeuvre, ce dont fait foi en particulier l’analyse de faisabilité de la centrale Pickering en cours. Ainsi, la décision a été prise de réduire progressivement la composition et les activités du Centre.

Le conseil consultatif Autochtone a été créé, dans le cadre du Centre, afin d’offrir aux Autochtones des points de vue sur les activités de celui-ci. En raison de la décision de mettre fin aux activités du Centre, les membres du conseil consultatif Autochtone ont décidé de suspendre les activités de ce dernier. À l’avenir, OPG déterminera comment l’étendue, les objectifs et le mandat du conseil consultatif Autochtone pourront être utilisés au sein d’OPG afin d’établir des relations significatives et offrir de la valeur à toutes les parties concernées.



Pleins feux sur la gestion des déchets solides

OPG cherche toujours des moyens de réduire le plus possible son empreinte environnementale, notamment des moyens de réduire les déchets et d'accroître la réutilisation et le recyclage des matériaux. Pour ce faire, OPG veille à tenir compte des déchets solides et des possibilités de recyclage dans le cadre de ses processus de planification du travail. Pour pouvoir assurer une élimination adéquate des déchets, des groupes de travail sont formés pour suivre des procédures propres au site en matière de déchets et pour observer les exigences liées au transport des marchandises dangereuses.

OPG a mis en oeuvre plusieurs initiatives visant à réduire, à réutiliser et à recycler les déchets solides, notamment :

- Nous avons appliqué les principes de réduction des déchets par l'exclusion de matières, soit la réduction au strict minimum des matières introduites dans les zones nucléaires, notamment des emballages.
- Aux points de collecte d'OPG, les matières sont réparties par type : déchets, matières à recycler ou matières organiques. Des panneaux de signalisation sont installés près des bacs de collecte afin de renseigner le personnel sur les méthodes d'élimination appropriées.
- Les sites d'OPG ont mis en place un programme de recyclage des déchets électroniques qui exige que les batteries et les divers appareils électroniques mis hors service soient séparés des flux de déchets ordinaires et qu'ils soient recyclés par des entrepreneurs en déchets ou des municipalités.
- OPG utilise, dans la mesure du possible, de l'équipement et des matériaux réutilisables. La société trouve des possibilités de récupération au sein des groupes de travail sur place ou au moyen d'un processus qui permet de recenser les occasions de récupération, de vente ou de don. Lorsque c'est possible, OPG recycle aussi du matériel, en conservant certains équipements afin d'en détacher des composants de rechange.
- Le groupe Production d'énergie renouvelable d'OPG travaille avec des entrepreneurs en enlèvement de déchets dangereux pour repérer les huiles usagées qui peuvent être recyclées.



- En 2023, OPG et GFL Environmental Inc. (GFL) ont signé un contrat visant l'offre de services d'enlèvement de déchets dangereux pour le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG. Le fournisseur sélectionné, GFL, dispose d'une solide stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion axée sur le recrutement et le maintien en poste de candidats qualifiés de tous les groupes en quête d'équité et sur les partenariats avec divers groupes Autochtones partout au Canada. De plus, GFL prend des mesures importantes pour réduire les émissions de GES, notamment en augmentant les taux de captage de gaz dans les sites d'enfouissement et en alimentant son parc de véhicules avec davantage de combustibles à faible teneur en carbone.

- Les immeubles et les sites nucléaires d'OPG font souvent affaire avec des fournisseurs de services d'élimination des déchets dangereux. Les flux de déchets sont examinés conjointement avec les fournisseurs dans le but de déterminer les meilleures pratiques de gestion des déchets, et ce, pour éviter les sites d'enfouissement. Par exemple, les installations de recyclage d'Aevitas assurent le démontage, le traitement et l'envoi en recyclage des matières résiduelles, notamment des lampes et des batteries ou encore de l'huile de transformateur.

Protection de la biodiversité et des habitats fauniques

OPG travaille de façon autonome et en collaboration avec des organisations partenaires pour protéger la faune et restaurer les écosystèmes. Que l'on parle de construction de nouveaux habitats sur nos sites de production, de restauration de systèmes naturels dans les collectivités ou de lutte contre les espèces envahissantes en milieu sauvage, notre travail consiste à soutenir la biodiversité et la conservation de la faune. Pour ce faire, nous nous appuyons sur les quatre grands principes de la protection de la biodiversité :

- **Conserver** ce qui est important sur le plan écologique.
- **Restaurer** les habitats dégradés.
- **Remplacer** les habitats perdus, lorsque cela est faisable sur les plans écologique et économique.
- **Rétablir** les espèces à risque.

En 2023, les efforts de préservation de la biodiversité et des habitats qu'OPG déploie depuis des années ont permis de planter plus de 9 millions d'arbres et d'arbustes indigènes et de peupler les cours d'eau locaux de plus de 7 millions de saumons atlantiques.

Ces programmes de biodiversité régionaux, qui ciblent nos propres sites ou bien des zones régionales d'importance, sous-tendent également notre Plan en matière de changements climatiques et notre Plan d'action de réconciliation. Les domaines prioritaires de ces programmes comprennent la protection des terres, la surveillance des espèces à risque, la

plantation d'espèces indigènes, la gestion des espèces envahissantes et la préservation, la restauration et la création d'habitats pour la flore et la faune indigènes de l'Ontario.

Programmes de protection de la biodiversité sur le terrain

Nos programmes sur le terrain sont axés sur nos centrales, où nous visons à prévenir ou à atténuer toute répercussion néfaste des activités d'OPG sur la biodiversité. Dans le cadre de ces programmes, OPG gère ses sites de manière à maintenir ou à améliorer les milieux naturels importants et à protéger les espèces menacées qui y sont associées. Les milieux naturels importants assurent des fonctions écologiques de grande valeur et favorisent considérablement la biodiversité. OPG s'est engagée à ne pas mener d'activités dans des milieux naturels importants et à protéger les espèces qui y vivent.

En 2023, OPG a une fois de plus reçu la certification et la reconnaissance du Wildlife Habitat Council (WHC) pour des programmes de protection de la biodiversité sur le terrain menés sur bon nombre de ses sites. Le WHC est un organisme international à but non lucratif qui se consacre à la restauration et à la mise en valeur des habitats fauniques. Le processus de certification du WHC aide les programmes de biodiversité d'OPG à demeurer à la fois souples et solides tout en s'améliorant en permanence.

En 2023, OPG a renouvelé la certification auprès de la WHC de sa division Nuclear Sustainability Services – Western ainsi que celle d'un groupe de centrales de l'entreprise dans la région du sud-est. En 2024, OPG renouvellera la certification de ses activités à Niagara ainsi que de celles de la centrale Lennox.

Autres faits saillants relatifs à nos programmes de protection de la biodiversité sur le terrain :

- Nos activités dans le nord-est se sont associées à la Nation Taykwa Tagamou pour soutenir l'élaboration d'un catalogue de plantes médicinales appartenant à la collectivité. Le catalogue localise les habitats des plantes médicinales et offre des instructions pour leur récolte sur les territoires traditionnels de la Nation. OPG a également contribué à la construction et à la plantation d'un jardin de plantes médicinales dans la collectivité.
- Nous avons planté des jardins et des prairies favorisant la pollinisation au Pickering Learning Centre et au complexe énergétique Darlington.

- Nous avons continué d'éliminer de nombreuses espèces envahissantes dans divers sites d'OPG (des phragmites, du dompte-venin de Russie, du nerprun, etc.), notamment à l'aide de chèvres mangeuses de mauvaises herbes..

Programme de subventions à l'appui de la biodiversité régionale

Le programme de subventions à l'appui de la biodiversité régionale d'OPG complète nos travaux sur le terrain en finançant des projets qui protègent et restaurent les habitats et les corridors d'habitat sensibles dans l'ensemble de l'Ontario et qui en assurent la promotion.

Le programme contribue à soutenir les objectifs de la stratégie en matière de biodiversité de l'Ontario, à laquelle OPG contribue directement en tant que membre du Conseil de la biodiversité de l'Ontario. Cette stratégie présente un cadre qu'OPG et d'autres parties prenantes peuvent appliquer aux fins de conservation de la biodiversité de l'Ontario. Ses principes fondateurs sont l'atténuation des risques, l'amélioration de la résilience, la mobilisation des personnes et l'amélioration des connaissances, autant d'objectifs atteints grâce au programme de subventions à l'appui de la biodiversité régionale d'OPG.

Le programme collabore avec des partenaires de conservation qualifiés qui reçoivent du financement d'OPG pour mener des projets de conservation qui répondent aux principaux risques pour la biodiversité dans les domaines du reboisement, des milieux humides, des prairies, des lacs et des rivières. Afin de s'assurer que le savoir écologique traditionnel est intégré aux projets de restauration, nos partenaires en conservation travaillent également avec les collectivités Autochtones locales.

Comme les principaux piliers de la Stratégie ontarienne en matière de biodiversité sont la mobilisation des personnes et l'amélioration des connaissances, OPG soutient également des initiatives qui contribuent à l'éducation et à la sensibilisation en matière de biodiversité et à la gestion écologique des terres. Nos partenaires comprennent Bruce Trail Conservancy, Earth Rangers, Local Enhancement and Appréciation of Forest (LEAF), Ontario Nature et le Toronto Wildlife Centre.

OPG continue de s'associer au Lake Ontario Atlantic Salmon Restoration Program, également connu sous le nom de Bring Back the Salmon, pour aider à rétablir une population autonome de saumons atlantiques dans le lac Ontario et ses affluents.

En 2023, le Programme de subventions à l'appui de la biodiversité régionale d'OPG a accompli ce qui suit :

Plus de

245 000

arbres plantés.

Création de plus de

15

acres de milieux humides.

Restauration de plus de

150

acres de prairies.



Histoires de réussite

Centrale solaire ou ferme ovine? Au cours de l'été 2023, la centrale solaire Nanticoke d'OPG tenait un peu des deux, plus de 600 moutons ayant été déployés pour aider à maintenir le contrôle des mauvaises herbes sur le site. Les animaux paissaient goulument aux alentours des panneaux photovoltaïques, bêlant sans gêne et broutant les mauvaises herbes et d'autres plantes.

Le tout s'inscrivait dans une initiative écologique novatrice visant à maîtriser la propagation des mauvaises herbes dans un secteur de 107 hectares de la vaste installation d'OPG située le long du lac Érié, dans le comté de Haldimand. La centrale solaire Nanticoke, d'une capacité de 44 MW, est entrée en service en 2019 sur le site de l'une des dernières centrales électriques alimentées au charbon de l'Ontario.

Au cours des deux dernières années, l'appétit des moutons a permis de réaliser des économies de coûts et des gains d'efficacité au chapitre de l'entretien. De plus, il a permis de s'assurer que les panneaux solaires pourront continuer à accumuler les rayons du soleil de façon fiable et à alimenter donc la production d'électricité.

Ce n'est pas la première fois que la division Production d'électricité renouvelable d'OPG utilise des animaux pour l'entretien écologique de ses sites destinés à la production d'énergie renouvelable. Au cours des dernières années, des dizaines de chèvres ont été déployées auprès des installations hydroélectriques d'OPG à Niagara Falls dans le but de désherber plus de 35 000 mètres carrés envahis par des espèces végétales envahissantes telles que les phragmites et le nerprun et par d'autres plantes. Cette approche novatrice en matière d'assurance de la conformité permet à OPG d'éviter l'utilisation de phytocides et donc les éventuelles contaminations de l'environnement.

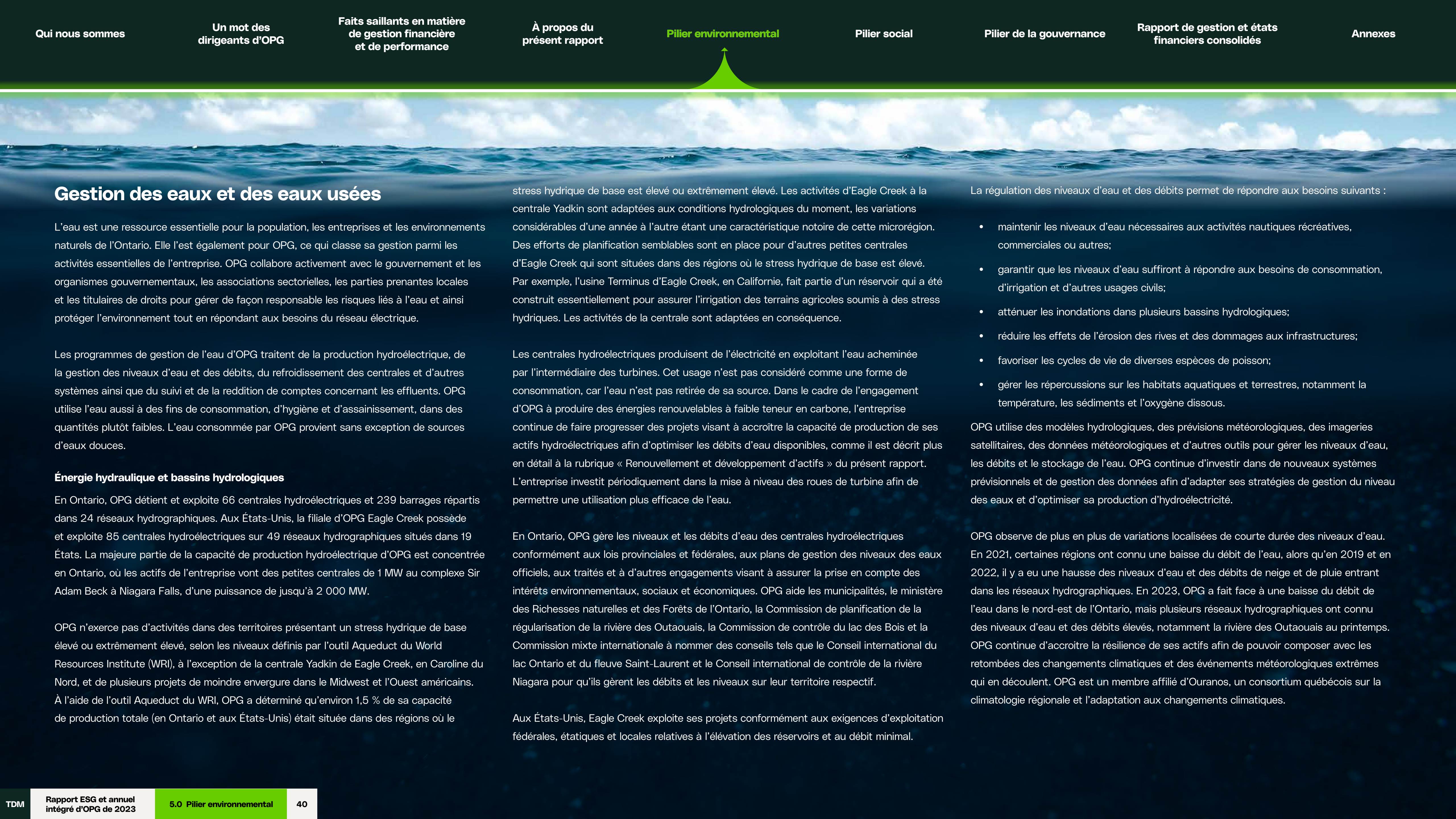


Protéger les poissons

OPG exploite des dizaines de barrages et de centrales sur les rivières et les lacs de toute la province, c'est-à-dire dans les principaux habitats des poissons. Pour protéger les poissons et les habitats qui pourraient être touchés par les activités de l'entreprise, OPG a recours à une multitude d'approches, notamment en collaboration avec les organismes de réglementation et les collectivités Autochtones concernés ainsi que par la communauté scientifique et les services publics partenaires spécialisés dans la protection des poissons et de leurs habitats. Voici quelques faits saillants de 2023 :

- Soutien continu à la migration de frai de l'esturgeon jaune sur la rivière Kaministiquia, dans le nord-ouest de l'Ontario, et maintien de débits écologiques minimaux au-dessus des chutes Kakabeka en menant des campagnes d'évaluation confirmatoires par filet dérivant pour les larves de l'esturgeon jaune.
- Mise en place d'un système avertisseur à la centrale Peter Sutherland Sr. en dehors des périodes de production dans le but de garantir que les poissons seront en mesure de passer du canal d'admission dans la rivière Abitibi. En outre, nous avons réalisé des campagnes d'évaluation confirmatoires du frai au printemps sur la petite rivière Abitibi, qui sert d'évacuateur ou de voie de contournement pour la centrale Peter Sutherland Sr.
- Mise en place et suivi de mesures compensatoires et de restauration des pêches telles que la Big Island Wetland Fish Habitat Bank dans le but de contrebalancer les impacts résiduels et de réaliser des gains nets sur le plan de la productivité des pêches.
- Installation de vannes mobiles sur l'évacuateur d'Adam Creek du réservoir Little Long dans le but de réduire le plus possible et d'empêcher que des poissons soient entraînés dans l'évacuateur.
- Mise en oeuvre de programmes de surveillance des poissons et de leur habitat et de recherche scientifique à l'appui des plans d'action et d'atténuation d'OPG.
- Exploitation de systèmes de passage de l'anguille, y compris d'une échelle à anguilles, à la centrale R.H Saunders et à la centrale Calabogie, afin de permettre le passage en amont des jeunes anguilles d'Amérique.
- Mise en oeuvre d'un programme de piégeage et de transfert visant à déplacer les anguilles d'Amérique migratrices adultes au-delà de la centrale R. H. Saunders d'OPG et de la centrale Beauharnois d'Hydro-Québec.





Gestion des eaux et des eaux usées

L'eau est une ressource essentielle pour la population, les entreprises et les environnements naturels de l'Ontario. Elle l'est également pour OPG, ce qui classe sa gestion parmi les activités essentielles de l'entreprise. OPG collabore activement avec le gouvernement et les organismes gouvernementaux, les associations sectorielles, les parties prenantes locales et les titulaires de droits pour gérer de façon responsable les risques liés à l'eau et ainsi protéger l'environnement tout en répondant aux besoins du réseau électrique.

Les programmes de gestion de l'eau d'OPG traitent de la production hydroélectrique, de la gestion des niveaux d'eau et des débits, du refroidissement des centrales et d'autres systèmes ainsi que du suivi et de la reddition de comptes concernant les effluents. OPG utilise l'eau aussi à des fins de consommation, d'hygiène et d'assainissement, dans des quantités plutôt faibles. L'eau consommée par OPG provient sans exception de sources d'eaux douces.

Énergie hydraulique et bassins hydrologiques

En Ontario, OPG détient et exploite 66 centrales hydroélectriques et 239 barrages répartis dans 24 réseaux hydrographiques. Aux États-Unis, la filiale d'OPG Eagle Creek possède et exploite 85 centrales hydroélectriques sur 49 réseaux hydrographiques situés dans 19 États. La majeure partie de la capacité de production hydroélectrique d'OPG est concentrée en Ontario, où les actifs de l'entreprise vont des petites centrales de 1 MW au complexe Sir Adam Beck à Niagara Falls, d'une puissance de jusqu'à 2 000 MW.

OPG n'exerce pas d'activités dans des territoires présentant un stress hydrique de base élevé ou extrêmement élevé, selon les niveaux définis par l'outil Aqueduct du World Resources Institute (WRI), à l'exception de la centrale Yadkin de Eagle Creek, en Caroline du Nord, et de plusieurs projets de moindre envergure dans le Midwest et l'Ouest américains. À l'aide de l'outil Aqueduct du WRI, OPG a déterminé qu'environ 1,5 % de sa capacité de production totale (en Ontario et aux États-Unis) était située dans des régions où le

stress hydrique de base est élevé ou extrêmement élevé. Les activités d'Eagle Creek à la centrale Yadkin sont adaptées aux conditions hydrologiques du moment, les variations considérables d'une année à l'autre étant une caractéristique notoire de cette microrégion. Des efforts de planification semblables sont en place pour d'autres petites centrales d'Eagle Creek qui sont situées dans des régions où le stress hydrique de base est élevé. Par exemple, l'usine Terminus d'Eagle Creek, en Californie, fait partie d'un réservoir qui a été construit essentiellement pour assurer l'irrigation des terrains agricoles soumis à des stress hydriques. Les activités de la centrale sont adaptées en conséquence.

Les centrales hydroélectriques produisent de l'électricité en exploitant l'eau acheminée par l'intermédiaire des turbines. Cet usage n'est pas considéré comme une forme de consommation, car l'eau n'est pas retirée de sa source. Dans le cadre de l'engagement d'OPG à produire des énergies renouvelables à faible teneur en carbone, l'entreprise continue de faire progresser des projets visant à accroître la capacité de production de ses actifs hydroélectriques afin d'optimiser les débits d'eau disponibles, comme il est décrit plus en détail à la rubrique « Renouvellement et développement d'actifs » du présent rapport. L'entreprise investit périodiquement dans la mise à niveau des roues de turbine afin de permettre une utilisation plus efficace de l'eau.

En Ontario, OPG gère les niveaux et les débits d'eau des centrales hydroélectriques conformément aux lois provinciales et fédérales, aux plans de gestion des niveaux des eaux officiels, aux traités et à d'autres engagements visant à assurer la prise en compte des intérêts environnementaux, sociaux et économiques. OPG aide les municipalités, le ministère des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario, la Commission de planification de la régularisation de la rivière des Outaouais, la Commission de contrôle du lac des Bois et la Commission mixte internationale à nommer des conseils tels que le Conseil international du lac Ontario et du fleuve Saint-Laurent et le Conseil international de contrôle de la rivière Niagara pour qu'ils gèrent les débits et les niveaux sur leur territoire respectif.

Aux États-Unis, Eagle Creek exploite ses projets conformément aux exigences d'exploitation fédérales, étatiques et locales relatives à l'élévation des réservoirs et au débit minimal.

La régulation des niveaux d'eau et des débits permet de répondre aux besoins suivants :

- maintenir les niveaux d'eau nécessaires aux activités nautiques récréatives, commerciales ou autres;
- garantir que les niveaux d'eau suffiront à répondre aux besoins de consommation, d'irrigation et d'autres usages civils;
- atténuer les inondations dans plusieurs bassins hydrologiques;
- réduire les effets de l'érosion des rives et des dommages aux infrastructures;
- favoriser les cycles de vie de diverses espèces de poisson;
- gérer les répercussions sur les habitats aquatiques et terrestres, notamment la température, les sédiments et l'oxygène dissous.

OPG utilise des modèles hydrologiques, des prévisions météorologiques, des imageries satellitaires, des données météorologiques et d'autres outils pour gérer les niveaux d'eau, les débits et le stockage de l'eau. OPG continue d'investir dans de nouveaux systèmes prévisionnels et de gestion des données afin d'adapter ses stratégies de gestion du niveau des eaux et d'optimiser sa production d'hydroélectricité.

OPG observe de plus en plus de variations localisées de courte durée des niveaux d'eau. En 2021, certaines régions ont connu une baisse du débit de l'eau, alors qu'en 2019 et en 2022, il y a eu une hausse des niveaux d'eau et des débits de neige et de pluie entrant dans les réseaux hydrographiques. En 2023, OPG a fait face à une baisse du débit de l'eau dans le nord-est de l'Ontario, mais plusieurs réseaux hydrographiques ont connu des niveaux d'eau et des débits élevés, notamment la rivière des Outaouais au printemps. OPG continue d'accroître la résilience de ses actifs afin de pouvoir composer avec les retombées des changements climatiques et des événements météorologiques extrêmes qui en découlent. OPG est un membre affilié d'Ouranos, un consortium québécois sur la climatologie régionale et l'adaptation aux changements climatiques.

Consommation d'eau et gestion des effluents

La quasi-totalité de l'eau consommée par les centrales nucléaires et thermiques d'OPG est employée à des fins de refroidissement. L'eau de surface est puisée directement dans l'environnement. Après avoir traversé la centrale une fois, elle est ramenée légèrement réchauffée à sa source. Une petite quantité d'évaporation se produit après le rejet de l'eau, en raison de sa température relevée. Soucieuse d'une consommation durable des eaux et de la protection de la vie aquatique, OPG s'assure que sa consommation d'eau et ses rejets thermiques sont gérés conformément aux permis et aux approbations propres à chaque site. L'exploitation des centrales thermiques et nucléaires d'OPG ne dépend pas de la disponibilité de l'eau.

L'eau consommée par OPG pour produire de la vapeur et à d'autres fins est également prélevée dans l'environnement, mais elle est parfois traitée dans le but d'assurer la protection des actifs de la centrale et l'exploitation sécuritaire des installations. Par exemple, certaines centrales ajoutent du chlore à leur système hydraulique à titre de biocide, pour prévenir les infestations de moules zébrées. De même, l'hydrazine et l'ammoniac sont utilisés pour prévenir la corrosion des métaux. OPG a mis en place des programmes rigoureux pour surveiller étroitement, contrôler et réduire le plus possible les rejets de substances dangereuses et pour démontrer la conformité de ses activités aux normes environnementales.

OPG fait enquête sur les causes de tous les incidents de non-conformité et met en oeuvre des mesures correctives au besoin. En outre, OPG met en place des mesures de protection des poissons et des habitats de poissons qui pourraient être touchés

par l'utilisation d'eau de l'entreprise. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la gestion des incidences sur les poissons, se reporter à la rubrique « Protection de la biodiversité et des habitats fauniques ».

OPG communique régulièrement les résultats de ses activités de surveillance des effluents à divers organismes de réglementation, notamment à Environnement et Changement climatique Canada, au ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario et à la Commission canadienne de sûreté nucléaire, conformément aux exigences réglementaires. Ces exigences comprennent les déclarations à l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP), les demandes d'autorisation environnementale et les permis d'exploitation d'un réacteur de puissance. Pour de plus amples renseignements sur la présentation de l'information financière, se reporter aux informations sur la performance d'OPG en matière de durabilité, disponibles à l'adresse <https://www.opg.com/documents/sustainability-performance-data/>

Pleins feux sur le financement durable

La prise de mesures à l'égard des changements climatiques nécessite des dépenses importantes. OPG souhaite s'imposer comme un chef de file dans le domaine de l'énergie à faible émission de carbone, et, pour ce faire, elle a intégré des cibles ESG à ses besoins de financement au moyen de facilités de crédit bancaires liées au développement durable.

Ces facilités d'emprunt permettent à l'entreprise de réduire ses coûts d'emprunt dans la mesure où elle respecte certaines cibles en matière de développement durable, notamment celles liées à la sécurité, à l'augmentation de la production d'énergie renouvelable, au reboisement et à l'installation de bornes de recharge électrique.

OPG dispose d'une facilité de crédit renouvelable de 364 jours de 750 millions de dollars américains et d'une facilité de crédit pluriannuelle de 1 milliard de dollars canadiens. Les deux facilités de crédit comportent une caractéristique « liée au développement durable », dotée de quatre mesures de performance en matière de développement durable cadrant avec les objectifs stratégiques d'OPG, comme l'indique le graphique ci-dessous. La performance d'OPG par rapport à ces paramètres de développement durable et aux cibles correspondantes pourrait se traduire par une baisse ou une hausse des coûts de maintien ou d'utilisation des facilités de crédit.

Indicateur

Objectif stratégique	Mesure de la performance en matière de développement durable	2023 Performance
Les gens, moteur de l'avenir		
Une main-d'œuvre diversifiée, engagée, saine et agile dans une industrie dynamique et en pleine évolution.	Fréquence des blessures graves	0,00
Création de valeur par l'efficience et l'innovation		
Un chef de file de l'industrie de l'électricité durable qui offre une valeur exceptionnelle à nos clients et à nos actionnaires	Augmentation de la capacité des centrales d'énergie renouvelable (MW)*	11
Chef de file du secteur de l'énergie		
Leader transformationnel nord-américain en matière d'énergie propre stimulant la croissance économique et la prospérité en Ontario	Nombre d'arbres plantés	247 000
	Nombre de bornes de recharge électrique installées**	10

* Concerne l'augmentation de la capacité de production en service des centrales d'énergie renouvelable actuelles d'OPG seulement, par rapport à celle de l'exercice précédent.

**Comprend des bornes de recharge de niveau 2 et des bornes de recharge de niveau 3 installées par Ivy Charging Network (Ivy) une société en commandite formée par OPG et une filiale d'Hydro One Limited (Hydro One). Les bornes de recharge de niveau 2 avec deux prises peuvent recharger deux véhicules à la fois.

Obligations vertes

En 2018, OPG est devenue la première entreprise canadienne de services publics à émettre des obligations vertes. Le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG permet d'utiliser le produit pour financer ou refinancer des projets qui offrent des avantages environnementaux tangibles. À la fin de 2023, OPG était le plus important émetteur d'obligations vertes au Canada, ayant émis des obligations vertes totalisant plus de 3 milliards de dollars (y compris les obligations vertes de 625 millions de dollars émis par sa filiale, Lower Mattagami Energy Limited Partnership).

Chaque année, OPG informe les investisseurs de l'utilisation qu'elle et ses filiales font du produit tiré des obligations vertes et publie un rapport annuel sur l'incidence des obligations vertes qui présente les avantages environnementaux des nouvelles émissions et les projets tirant à leur fin en lien avec les émissions précédentes. Le rapport comprend des indicateurs qualitatifs et quantitatifs de performance sur le plan environnemental, tels que les émissions de gaz à effet de serre qui ont été réduites ou évitées, la production d'énergie renouvelable et la capacité des centrales d'énergie renouvelable construites ou remises en état.

En juillet 2022, OPG a publié une mise à jour de son cadre de référence pour les obligations vertes afin d'y inclure des projets nucléaires admissibles, compte tenu du rôle essentiel que joue la technologie nucléaire dans la lutte contre les changements climatiques et dans la réalisation des objectifs d'OPG en la matière. Pour en apprendre davantage sur le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG, les rapports sur l'utilisation du produit et les rapports sur l'incidence des obligations vertes, consultez la page Web de l'entreprise.



6.0



Pilier social



6.0 Pilier social

La Province de l'Ontario est l'unique actionnaire d'OPG. Et en tant que principal producteur d'électricité de l'Ontario, nous sommes bien ancrés et exerçons nos activités dans l'ensemble de la province. Par conséquent, il est primordial d'établir des relations solides qui soient fondées sur le respect, la confiance et la transparence, et d'agir avec intégrité dans tous les aspects de nos activités.

C'est pourquoi nos objectifs sur le plan environnemental, social et de gouvernance (ESG) vont au-delà de l'incidence que nous avons sur la vie de nos employés. OPG souhaite devenir un chef de file mondial en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, en favorisant des relations positives et mutuellement avantageuses avec les collectivités Autochtones, en donnant accès à de l'électricité propre et abordable, en fabricant des produits médicaux qui sauvent des vies et en accordant la priorité à la santé et à la sécurité publiques. Le milieu de travail sain, sécuritaire et diversifié que nous bâtissons sera le fondement d'un avenir durable alimenté par notre électricité, nos idées et nos gens.

Relations et réconciliation avec les peuples Autochtones

En octobre 2021, OPG a lancé son tout premier plan d'action pour la réconciliation. Depuis, ce dernier a guidé notre travail auprès des collectivités, des entreprises et des organisations Autochtones tandis que nous nous efforçons d'accentuer les avantages économiques, d'accroître la représentation des Autochtones au sein d'OPG et de contribuer pleinement à l'avancement du processus de réconciliation.

L'ensemble des actifs de production d'électricité exploités par OPG en Ontario sont dans le traité et les territoires traditionnels des Autochtones. OPG a établi son plan d'action pour la réconciliation en réponse aux recommandations de la Commission de vérité et réconciliation du Canada et parce que nous sommes engagés à établir des relations avec les collectivités Autochtones fondées sur le respect, la transparence, le partenariat et la collaboration. Notre objectif consiste à travailler ensemble en vue de générer des avantages sociaux et économiques pour les collectivités Autochtones.

Dans le cadre du plan d'action pour la réconciliation, OPG s'est engagée à augmenter l'incidence économique de ses activités sur les collectivités et les entreprises Autochtones, pour la faire passer à 1 milliard de dollars au cours des dix prochaines années, à accroître la représentation des employés Autochtones dans l'ensemble de l'entreprise, à protéger davantage l'environnement, et à acquérir une meilleure compréhension de la culture, de l'histoire et des perspectives des Autochtones au sein d'OPG.

Faits saillants du plan d'action pour la réconciliation

À la fin de l'exercice 2023, OPG avait réalisé d'importants progrès vers l'atteinte des objectifs de son plan d'action pour la réconciliation, notamment :

- Génération d'avantages économiques d'environ 237 millions de dollars à l'intention des collectivités et des entreprises Autochtones, dont des dépenses d'approvisionnement de 198 millions de dollars auprès des Autochtones, et la génération de distributions de 39 millions de dollars provenant de partenariats donnant droit à des avantages fiscaux avec des partenaires Autochtones.
- Recrutement de 53 employés Autochtones compétents afin de pourvoir divers postes au sein du secteur de l'énergie dans le cadre de notre programme de possibilités des Autochtones.
- Sollicitation et réception de précieux commentaires des nations et des collectivités Autochtones sur les engagements pris dans le cadre de notre plan d'action pour la réconciliation afin de comprendre nos forces et nos lacunes, ce qui a servi à la mise à jour du plan en question.
- Établissement de quatre partenariats supplémentaires avec des établissements d'enseignement postsecondaire afin de soutenir la prochaine génération de professionnels Autochtones du secteur de l'énergie.

Pour en savoir plus sur les progrès réalisés par OPG, consultez la mise à jour annuelle du plan d'action pour la réconciliation d'OPG à l'adresse opg.com/reconciliation.



Diriger dans le cadre de partenariats

Dans l'optique d'offrir des sources de revenus stables et à long terme aux collectivités Autochtones, ainsi que des possibilités d'éducation, de formation, d'emploi et de contrats, OPG a établi des partenariats donnant droit à des avantages fiscaux avec cinq Premières Nations dans le cadre de quatre projets de production d'énergie à faible émission de carbone. Ces partenariats commerciaux comprennent ce qui suit :

- Le projet Obishikokaang Waasiganikewigamig/Lac Seul (2009) avec la Première Nation de Lac Seul, qui détient une participation de 25 %.
- Le projet hydroélectrique de Lower Mattagami River (2010) avec la Première Nation de Moose Cree, qui détient une participation de 25 %.
- L'aménagement de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. (2015) avec la Nation Taykwa Tagamou, qui détient une participation de 33 %.
- La centrale solaire Nanticoke (2016) avec les Six Nations of the Grand River Development Corporation et la Première Nation Mississaugas of the Credit, qui détiennent respectivement une participation de 15 % et de 5 %.

Par ailleurs, en 2019, OPG a mis au point un miniréseau d'énergie renouvelable en partenariat avec la Première Nation de Kiashke Zaaging Anishinaabek, également connue sous le nom de Première Nation de Gull Bay, afin d'aider la collectivité à diminuer sa production de diesel.

Depuis de nombreuses années, OPG travaille à l'élaboration et à la finalisation d'ententes de règlement avec 21 collectivités des Premières Nations relativement à des griefs passés liés à d'anciens projets hydroélectriques.

► En 2023, OPG a investi près de

\$600K

dans

80

initiatives Autochtones

Avoir une incidence positive

En 2023, OPG a investi près de 600 000 \$ dans 80 initiatives Autochtones. Voici certaines des principales initiatives :

La remise annuelle des prix Indspire

La remise annuelle des prix Indspire, lesquels représentent la plus haute distinction que la collectivité Autochtone accorde à ses membres. Au cours des 30 dernières années, les prix Indspire ont permis de souligner les réalisations exceptionnelles de plus de 400 adultes et jeunes issus des collectivités Autochtones de l'ensemble de l'Île de la Tortue et d'ailleurs. Leurs histoires sont mises à l'honneur lors d'une célébration nationale qui met en valeur la diversité des peuples Autochtones au Canada. OPG est fière d'être un partenaire de soutien annuel (25 000 \$) de cette célébration qui souligne l'excellence Autochtone

La South Nation Conservation Authority

La South Nation Conservation Authority poursuit son partenariat avec les collectivités locales des Premières Nations (Algonquins et Mohawks d'Akwesasne) et avec l'organisme Forests Ontario pour mettre en place le « Lieu de guérison ». Cet espace de rassemblement a été créé en septembre 2020 afin de promouvoir la restauration écologique ainsi que la vérité et la réconciliation. Au printemps 2023, les partenaires du groupe de travail Lieu de guérison ont aménagé le jardin des trois soeurs pour célébrer et promouvoir les aliments des cultures Autochtones et la souveraineté alimentaire. Les partenaires travaillent sur place avec les conseils scolaires pour faire participer les jeunes à ce projet. En mai 2023, les élèves de deux écoles ont visité le jardin des trois soeurs. Et, grâce à son programme d'engagement social, OPG a été en mesure de verser une commandite de 1 500 \$ afin de soutenir les deux activités scolaires qui se sont déroulées sur le site. Qui plus est, l'entreprise a versé 1 500 \$ pour permettre aux élèves de participer à un autre événement à l'automne afin de récolter les légumes du jardin.

Appelé Gathering of Our People

Tous les ans, en août, la Première Nation de Moose Cree tient un événement appelé Gathering of Our People qui a pour but de rassembler les membres de la collectivité. Barbecues communautaires, petits-déjeuners, banquets et dîners spéciaux sont donnés pour honorer les membres de la collectivité. Des ateliers de préparation de plats traditionnels où les gens peuvent s'arrêter et goûter aux mets cuisinés sont organisés. On y propose également différentes activités s'adressant à tous les groupes d'âge, notamment les enfants, les jeunes, les adultes et les aînés. De plus, des spectacles sur scène sont donnés en soirée. Un pow-wow de deux jours est également organisé à l'école locale. En 2023, OPG a versé 7 000 \$ pour commanditer le pow-wow. D'ailleurs, des membres du personnel d'OPG ont participé à certains événements et ont tenu un kiosque afin d'apprendre à connaître les membres de la collectivité.

Bourses Commémoratives John Wesley Beaver

OPG continue de soutenir les étudiants Autochtones prometteurs grâce aux bourses commémoratives John Wesley Beaver qui sont administrées par l'organisme Indspire. En 2023, six étudiants Autochtones ont reçu chacun 10 000 \$ pour poursuivre leurs études dans le cadre du programme. La bourse a été créée en 1995 et porte le nom d'un important ingénieur et leader, John Wesley Beaver, qui a été pilote de chasse pendant la bataille d'Angleterre et chef de la Première Nation d'Alderville avant de se joindre, en 1949, à titre d'ingénieur junior, à l'entreprise qui a précédé OPG.predecessor company as a junior engineer in 1949.

Au-delà de ces efforts, OPG a conclu plus de 50 ententes officielles avec des collectivités et des organisations Autochtones en vue d'aider les candidats Autochtones à trouver un emploi chez OPG et dans le secteur.

Cette démarche comprend le programme de possibilités des Autochtones, qui permet de recruter des Autochtones aptes à occuper des emplois dans des métiers spécialisés, en gestion de projets ou en administration dans le secteur de l'énergie. OPG travaille avec le centre Kagita Mikam Aboriginal Employment and Training, qui est situé dans le territoire mohawk de Tyendinaga, afin de repérer et d'évaluer des candidats pour le programme de possibilités des Autochtones. Le centre aide également les candidats à surmonter les obstacles à l'emploi, tels que les coûts de transport, la formation supplémentaire, les cotisations syndicales et les frais de garde d'enfants.

En 2023, le programme de possibilités des Autochtones a dépassé son objectif annuel, consistant à trouver un emploi à 20 candidats, en effectuant 32 placements professionnels. Depuis sa création en 2018, ce programme a permis à125 candidats Autochtones de trouver un emploi au sein d'OPG, d'entreprises appartenant à ses partenaires fournisseurs et de ses syndicats. En 2024, OPG a plus que doublé l'objectif du programme qui vise maintenant à fournir un emploi dans le secteur de l'énergie à 50 nouveaux candidats Autochtones.

Histoire de réussite

Comptant une cinquantaine d'employés, l'entreprise Voyageur Services Ltd., qui est détenue par des Autochtones et dont le siège social est situé dans la Première Nation des Mississauga de Scugog Island, contribue à apporter des changements positifs et durables aux collectivités Autochtones tout en soutenant les activités des centrales nucléaires, les nouveaux projets de développement d'énergie nucléaire et les objectifs du plan d'action pour la réconciliation d'OPG.

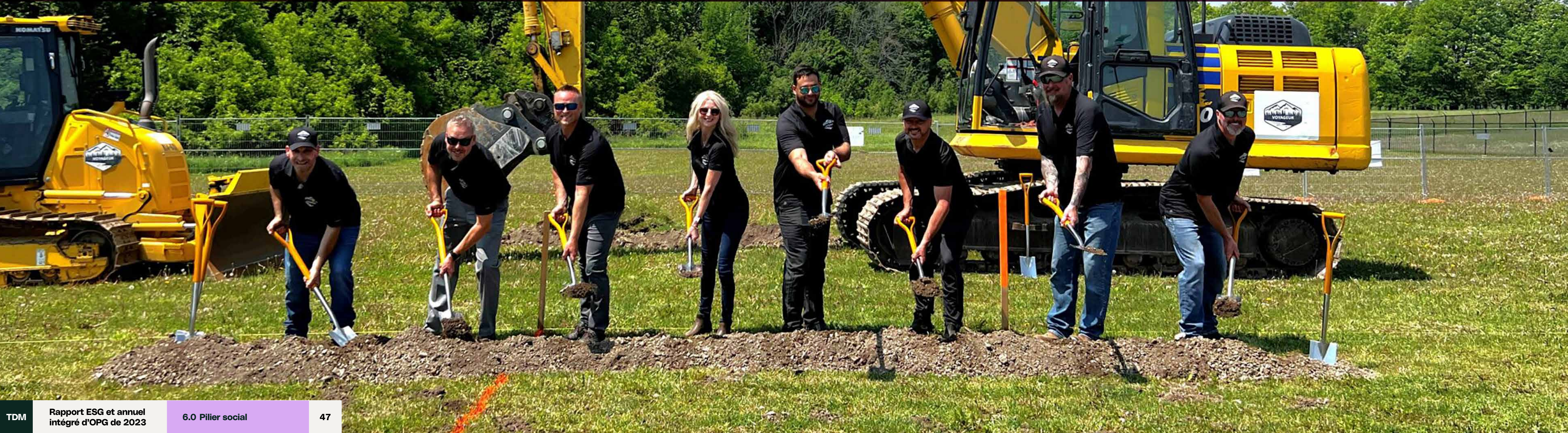
En tant qu'entreprise Autochtone certifiée, Voyageur est une entreprise détenue majoritairement par des Autochtones, dont la Noozhoo Nokiiyan Limited Partnership (NLLP) qui est l'un des principaux actionnaires. Étant donné que NLLP est la société de développement économique de la Première Nation des Mississaugas de Scugog Island, le produit tiré des activités commerciales de Voyageur profite directement à la collectivité.

En plus de la Première Nation des Mississaugas de Scugog Island, Voyageur travaille étroitement avec d'autres Premières Nations visées par les Traités William dans le centre et le sud de l'Ontario, y compris celles d'Alderville, de Hiawatha et de Curve Lake, offrant des possibilités d'emploi et des possibilités économiques aux membres de la collectivité et aux entreprises.

Voyageur a déjà réalisé plusieurs travaux pour OPG dans le cadre de contrats totalisant plus de 13 millions de dollars. Ces travaux comprenaient un projet de dragage du bassin d'admission à la centrale Pickering, des travaux de creusement de tranchées et d'excavation pour une usine de traitement de l'eau à la centrale Darlington, et soutenir E.S. Fox dans le cadre des premiers travaux d'aménagement qui sont en cours à la centrale Darlington en vue d'accueillir le premier petit réacteur modulaire commercial en Amérique du Nord.

Clint Keeler, président de Voyageur a déclaré : « Lorsque nous avons lancé Voyageur, nous voulions une entreprise qui appartienne en partie à la collectivité. Nous disposions d'une équipe de direction qui connaissait bien l'énergie propre et était habituée de travailler dans le domaine de l'énergie nucléaire. Nous nous sommes dit : Essayons de bâtir une entreprise qui répond véritablement aux objectifs du plan d'action pour la réconciliation d'OPG, afin de générer des avantages réels et durables pour les collectivités de la région ».

Le plan d'action pour la renonciation d'OPG contient plusieurs mesures et objectifs ambitieux, notamment accroître l'incidence économique de l'entreprise sur les collectivités et les entreprises Autochtones de 1 milliard de dollars d'ici 2031. L'un des moyens dont dispose OPG pour atteindre cet objectif est d'augmenter l'approvisionnement auprès d'entreprises Autochtones comme Voyageur.



Équité, diversité et inclusion

Pour OPG, l'équité, la diversité et l'inclusion se traduisent par l'établissement d'une culture où employés, entrepreneurs et partenaires d'affaires sont traités de façon équitable et respectueuse. De plus, elles sont essentielles à la constitution d'une main-d'oeuvre plus diversifiée, engagée et agile afin d'aider l'entreprise à prospérer en cette période dynamique et en constante évolution. Dans cette optique, l'équité, la diversité et l'inclusion sont fondamentales à l'atteinte des objectifs stratégiques d'OPG.

L'engagement de l'entreprise en matière d'équité, de diversité et d'inclusion est soutenu par sa stratégie sur dix ans en cette matière. La stratégie s'appuie sur la promesse faite par OPG d'accélérer l'équité, de célébrer la diversité et de favoriser une culture d'inclusion.

En 2023, l'avancement de l'équité en matière d'emploi en réponse aux besoins d'un marché du travail et d'une main-d'oeuvre en évolution a été l'une des principales priorités de la stratégie. En 2023, OPG a dressé un nouveau plan d'équité en matière d'emploi élargi (plan d'équité), en fonction des objectifs de la stratégie, afin que d'ici 2030, l'effectif de l'entreprise reflète les collectivités qu'elle sert. Conformément à la Loi sur l'équité en matière d'emploi, le plan détermine des cibles d'équité en matière d'emploi pour les Autochtones, les femmes, les personnes racialisées et les personnes handicapées et vise à corriger les désavantages passés et continus auxquels font face ces groupes.

OPG a également poursuivi son programme de mentorat axé sur la diversité en 2023, qui permet de jumeler des mentorés issus de groupes en quête d'équité à des mentors de l'équipe de direction d'OPG. Le programme a été modifié afin de devenir un modèle de parrainage dans le cadre duquel les mentors jouent un rôle actif dans le perfectionnement et l'avancement des mentorés. Le programme vise à éliminer les obstacles historiques et systémiques à l'avancement des employés issus de groupes en quête d'équité, à soutenir l'engagement d'OPG en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et à offrir la possibilité d'établir des réseaux professionnels durables.

En 2023, OPG a réalisé une évaluation interne approfondie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion afin d'évaluer les progrès réalisés à ce jour. Cette évaluation a permis d'établir qu'OPG est en voie de devenir un chef de file au chapitre des meilleures pratiques en

matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'ici 2030. En interne, OPG continue également de faire la promotion de l'équité, de la diversité et de l'inclusion à l'échelle de l'entreprise et de ses sites, notamment par la mise en place de programmes exhaustifs, de comités de l'équité, de la diversité et de l'inclusion à l'échelle locale ainsi que de groupes de ressources pour les employés à l'échelle provinciale. Ces structures servent d'appui aux politiques, aux programmes et aux initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et favorisent l'engagement et la rétroaction des employés, y compris les occasions de réseautage, les discussions entre pairs et la sensibilisation aux questions relatives à l'équité, à la diversité et à l'inclusion. Plusieurs événements soutenus par l'entreprise ont été organisés en 2023, notamment des activités pour le Mois de l'histoire des Noirs et le Mois du patrimoine asiatique, la Journée de la fierté 2SLGBTQ+, la Journée du souvenir trans, les pow-wow et la Journée nationale des peuples Autochtones, la Journée internationale des personnes handicapées, le Forum sur le leadership des femmes et des événements connexes.

OPG continue d'étendre la formation et les ressources éducatives relatives à l'équité, la diversité et l'inclusion. En 2023, OPG a offert de la formation sur l'équité, la diversité et l'inclusion à l'échelle de l'entreprise, notamment une formation interactive aux leaders sur la lutte contre le racisme et l'équité en matière d'emploi et la manière dont les leaders peuvent contribuer à l'atteinte des objectifs de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion. De plus, OPG et l'initiative BlackNorth ont lancé le programme BlackNorth Connect, une plateforme en ligne donnant aux candidats noirs accès au marché de l'emploi, au mentorat, aux bourses d'études, aux bourses et aux occasions de stages dans divers secteurs d'activité.





Nos résultats en matière d'équité, de diversité et d'inclusion

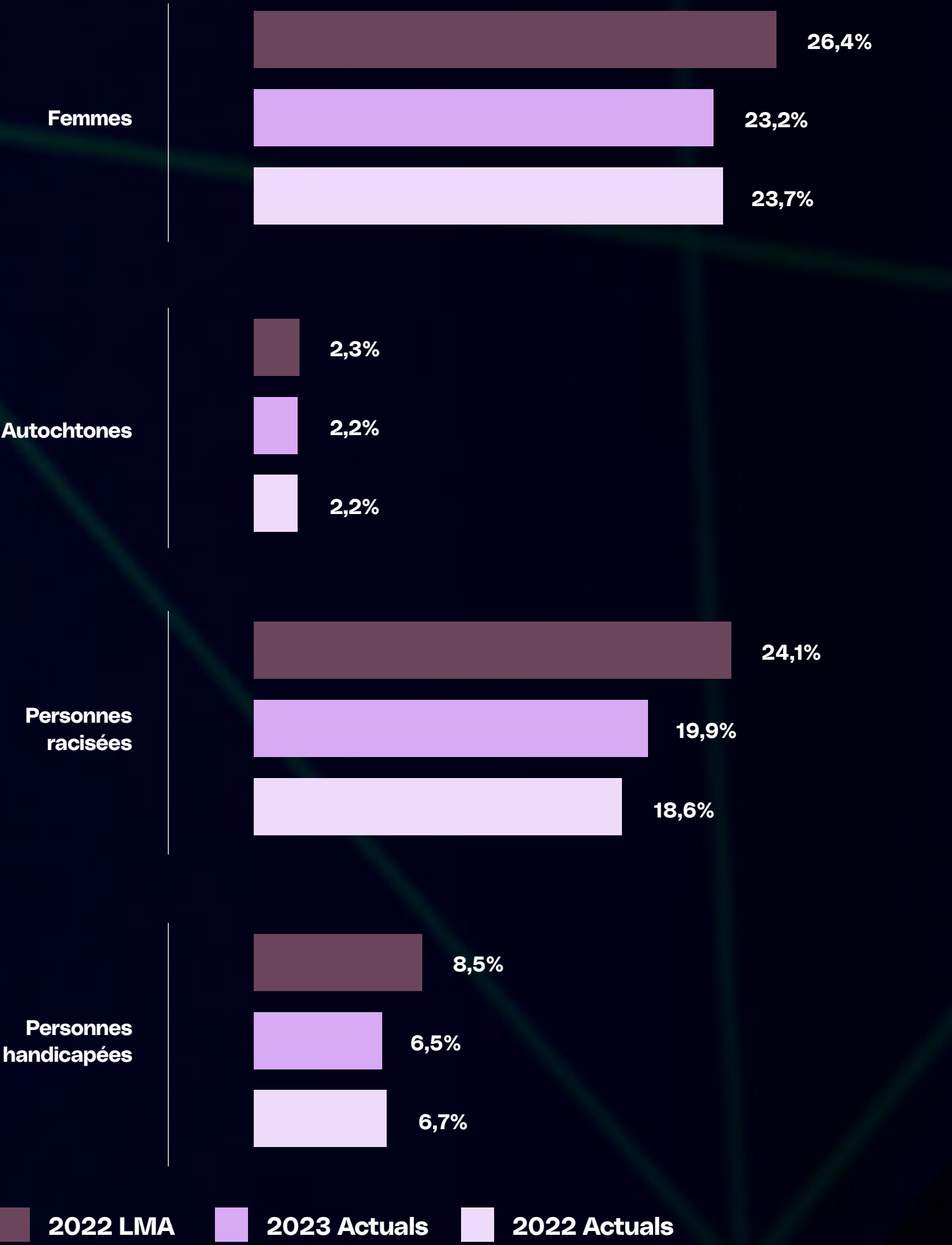
OPG s'est engagée à adopter des pratiques en matière d'emploi visant à accroître la représentation des quatre groupes désignés par la Loi sur l'équité en matière d'emploi (Canada). Le tableau de bord sur l'équité en matière d'emploi dont se sert l'entreprise utilise les mesures fournies par Emploi et développement social Canada pour évaluer les progrès et repérer les écarts entre la disponibilité externe et la représentation interne des quatre groupes désignés, en fonction des données du recensement de la main-d'oeuvre d'OPG. Les calculs de la disponibilité sur le marché du travail reposent sur des données provenant de Statistique Canada et de l'Enquête canadienne sur l'incapacité, et dépendent du secteur d'activité, de l'emplacement géographique et de la catégorie d'emploi d'OPG.

En 2023, OPG a continué d'utiliser son tableau de bord sur l'équité en matière d'emploi en appui aux programmes en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et aux efforts visant à combler les écarts entre la composition de l'effectif d'OPG et les collectivités dans lesquelles elle mène ses activités. Les données permettent également à OPG de repérer et d'éliminer les obstacles systémiques au maintien en poste, à l'avancement et à la réussite des groupes qui ont toujours été défavorisés dans le cadre de ses initiatives visant à atteindre une équité en matière d'emploi durable.

En 2023, OPG a continué d'appliquer les principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans la planification de la relève et de contrôler les mesures connexes en vue de s'assurer que le bassin de candidats à des postes de la direction est diversifié et équitable. Aux échelons les plus élevés de l'entreprise, le conseil d'administration d'OPG demeure l'un des plus diversifiés du secteur, et plus de la moitié des membres de l'équipe de direction de l'entreprise sont des femmes. Ces efforts sont renforcés par un accent continu mis sur l'intégration des principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans les processus de recrutement, de planification de la relève et d'avancement.

OPG poursuit ses initiatives visant à promouvoir la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion à moyen terme, et est en bonne voie d'atteindre son objectif de devenir un chef de file mondial en la matière d'ici 2030. En mars 2023, OPG figurait au palmarès des meilleurs employeurs du Canada sur le plan de la diversité de 2023, qui reconnaît les employeurs de partout au pays qui se sont dotés de programmes exceptionnels en matière de diversité et d'inclusion. Ce prix a marqué l'atteinte de l'objectif à court terme de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG et reflète le travail accompli par l'entreprise pour établir une base solide pour l'excellence dans les pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion à long terme.

La représentation des quatre groupes désignés au sein de l'effectif d'OPG au 31 décembre 2023 s'établissait comme suit :



*Les données sur la représentation au sein de l'effectif d'OPG dépendent de la volonté des employés de s'identifier.

**Les données sur la disponibilité sur le marché du travail présentées portent sur 2022, car celles de 2023 n'ont pas encore été publiées.



Histoire de réussite

Deux soeurs jumelles travaillant sur le projet de réfection de la centrale Darlington d'OPG ont récemment eu la chance de rallier des milliers de femmes de métier et de partager leur expérience sur la scène nationale.

Suveen et Shmyla Thandi sont des compagnes soudeuses qui travaillent actuellement pour l'entrepreneur E.S. Fox sur le projet de réfection de la centrale Darlington.

En décembre 2023, les deux soeurs ont assisté à la conférence Tradeswomen Build Nations à Washington, D.C., le plus grand rassemblement de femmes de métier au monde. Plus de 4 000 personnes ont participé à l'événement, dont Nancy Pelosi, ancienne présidente de la Chambre des représentants des États-Unis. Les soeurs ont participé à l'ouverture de la deuxième journée de la conférence en racontant comment elles ont surmonté l'adversité pour poursuivre leur carrière, notamment les doutes initiaux de leurs parents et les commentaires de leurs premiers instructeurs.



Quand d'autres filles voient des femmes occupant des postes clés, elles comprennent qu'elles peuvent également y parvenir, a ajouté Shmyla. C'est incroyable de voir de plus en plus de femmes choisir de faire carrière dans les métiers spécialisés. La solidarité entre femmes devient chaque jour plus forte et plus puissante.

-Shmyla Thandi



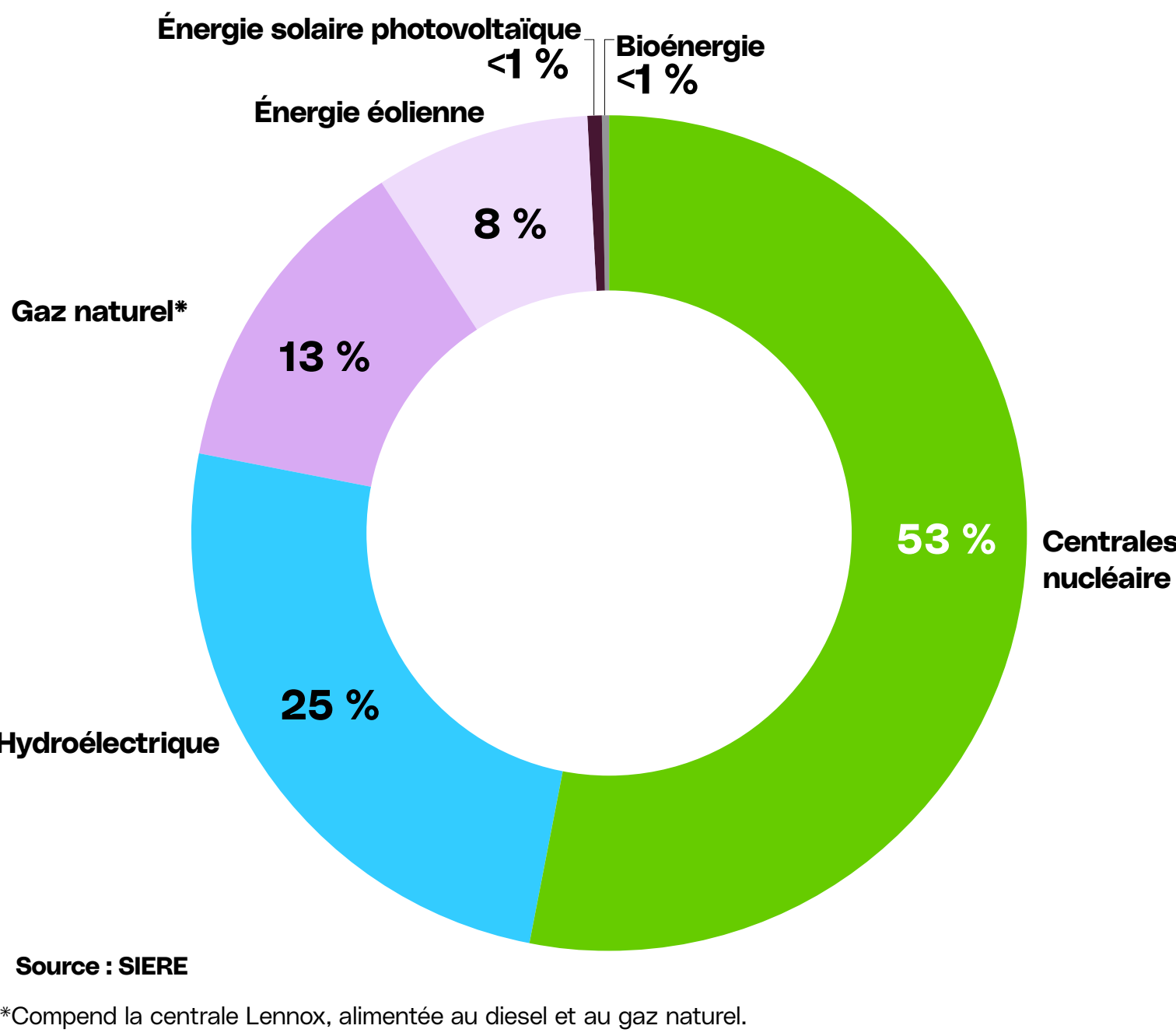
Nous avons grandi dans une famille d'origine indienne, nos parents et notre famille n'ont pas soutenu notre cheminement professionnel au début, particulièrement parce que la soudure est un domaine à prédominance masculine et qu'elle est perçue comme un travail ingrat.

-Suveen Thandi

Fiabilité

La fiabilité de la production d’électricité est fondamentale pour la population de l’Ontario. Afin d’assurer le bon fonctionnement et la fiabilité du réseau d’électricité, OPG a mis au point une combinaison diversifiée d’actifs de production qui peuvent assurer l’équilibre entre l’offre et la demande à la minute près.

Voici les sources d’approvisionnement de l’Ontario en 2023 :



Le réseau d’électricité de l’Ontario repose principalement sur l’énergie nucléaire, laquelle est fiable, à faible émission de carbone et répond à environ 50 % des besoins en électricité de la province, et sur l’hydroélectricité, qui répond à 25 % des besoins. OPG fournit une électricité de base fiable et à faible émission de carbone et contribue également à fiabiliser l’ensemble du réseau en ajoutant la production de gaz naturel à ces actifs afin de répondre aux besoins en période de pointe.

Le gaz naturel est essentiel pour assurer la fiabilité du réseau alors que l’Ontario amorce sa transition vers un avenir énergétique propre. Il s’agit d’un moyen rapide et flexible de produire de l’électricité qui peut être activé ou désactivé rapidement lorsque la demande connaît des pointes ou des baisses. En 2023, la disponibilité de départ des centrales d’Atura a été favorable à 98,4 %. Cette disponibilité est particulièrement importante pendant les périodes où les sources d’énergie renouvelable, comme l’énergie éolienne et l’énergie solaire, ne sont pas en mesure de produire de l’électricité en raison des faibles vents ou de la couverture nuageuse. En d’autres termes, le gaz naturel produit de l’électricité en Ontario au moment où elle est le plus nécessaire pour maintenir la fiabilité du réseau et garder les lumières allumées. En 2023, les centrales alimentées au gaz naturel répondaient à environ 13 % des besoins énergétiques de l’Ontario.

La diversité des actifs de production d’OPG décrite ci-dessus contribue à la fiabilité globale du réseau de l’Ontario. En 2023, la disponibilité hydroélectrique d’environ 86 % a été supérieure à la cible en raison du nombre moins élevé d’interruptions que prévu dans l’ensemble du parc hydroélectrique.

Pour ce qui est du parc nucléaire d’OPG, le facteur de capacité des unités de production des centrales Darlington et Pickering a augmenté de respectivement 80,7 % et 97,0 %, les plus hauts facteurs de capacité des unités de production des deux centrales depuis 2019. Les excellents résultats enregistrés en 2023 sont attribuables à la remise en service plus vite que prévu des unités 1 et 6 de la centrale Pickering à la suite d’interruptions liées à la maintenance et à la grande fiabilité des unités de la centrale Darlington après leur réfection.

En novembre 2023, la centrale Darlington a été reconnue officiellement, pour une sixième fois d’affilée, par l’Institute of Nuclear Power Operations pour son respect des niveaux les plus élevés de sûreté et de fiabilité opérationnelles. OPG est résolue à maintenir des normes élevées en matière de sécurité et de fiabilité à la centrale Darlington jusqu’à la fin de sa durée de vie.

Au quatrième trimestre de 2023, OPG a reçu la visite des membres de l’Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires à la centrale Pickering. Dans le cadre de cette visite, la centrale de Pickering a été reconnue pour son respect des niveaux les plus élevés de sûreté et de fiabilité opérationnelles. OPG s’est engagée à prendre les mesures qui s’imposent pour améliorer continuellement ses centrales et les exploiter selon les niveaux les plus élevés de performance.

Abordabilité

Étant donné qu’OPG est une entreprise de services publics, son unique actionnaire est la Province d’Ontario. Nous priorisons la fourniture d’électricité abordable à l’Ontario à des tarifs concurrentiels et veillons à maximiser le rendement de nos actifs de production, en réinvestissant dans leur pérennité et en travaillant assidûment pour maintenir les coûts d’exploitation bas. Grâce à ces efforts, OPG contribue à réduire les tarifs d’électricité en fournissant de l’électricité qui coûte moins cher que les autres producteurs.

OPG est également le seul producteur d’électricité à tarifs réglementés de la province. La Commission de l’énergie de l’Ontario (CEO) tient des audiences publiques en vue de fixer les tarifs qu’OPG peut facturer pour l’électricité produite par la plupart de ses actifs de production. Ces instances amorcées par les demandes de modification des tarifs sont menées de manière ouverte et transparente, conformément à la Loi sur la Commission de l’énergie de l’Ontario, et les documents de demande d’OPG sont rendus publics sur notre site Web.

Les contribuables et les autres parties prenantes peuvent participer aux audiences publiques et permettre à la CEO de prendre des décisions éclairées en matière de tarifs. Les tarifs réglementés d’OPG pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en 2021.

Santé et sécurité publiques

Sécurité nucléaire

OPG est fière de son bilan en matière de sécurité nucléaire, mais ne se contente jamais de ses réalisations passées, surtout lorsqu'il est question de sécurité. La capacité d'OPG d'obtenir systématiquement des résultats favorables en matière de sécurité est la résultante directe d'une solide culture de la sécurité et d'un engagement à l'égard de l'amélioration continue. C'est un engagement que nous prenons tous les jours.

Dans l'éventualité peu probable d'une situation d'urgence, nos programmes rigoureux de sécurité nucléaire et de préparation aux situations d'urgence font en sorte qu'OPG ne sera pas prise au dépourvu. Nous sommes prêts à gérer de tels événements rapidement et efficacement, de manière à protéger les employés, le public, l'environnement, les biens et les actifs, tout en assurant la continuité des activités.

Nous nous acquittons de ce mandat au moyen de programmes exhaustifs de préparation aux situations d'urgence et d'une organisation d'intervention en cas d'urgence qui est prête à intervenir en cas d'incidents de toutes sortes. La gestion des urgences pour l'entreprise incombe au vice-président, Services de sécurité et d'urgence d'OPG, lequel est également responsable de la gestion en matière de préparation, d'intervention et d'enquête en cas de situations d'urgence.

Voici quelques faits saillants en matière de préparation aux situations d'urgence nucléaire de 2023 :

- Le personnel des services d'urgence d'OPG a continué de fournir une couverture d'intervention en cas d'urgence accessible en tout temps aux centrales nucléaires Darlington et Pickering.
- Les membres de l'équipe de pompiers et des responsables de la sécurité d'OPG ont participé à la journée portes ouvertes 2023 d'OPG au complexe énergétique de Darlington. Cette journée a été l'occasion pour eux d'interagir avec les résidents, les partenaires communautaires et les élus locaux qui étaient présents pour les sensibiliser aux activités des services d'urgence d'OPG.
- OPG a facilité la distribution d'environ 240 000 comprimés d'iodure de potassium (KI) aux résidents et aux entreprises admissibles situés à proximité des centrales nucléaires Darlington et Pickering en 2023 dans le cadre du programme de distribution de KI.
- En septembre 2023, OPG et des organisations partenaires ont participé à un exercice d'intervention en cas d'urgence nucléaire de trois jours intitulé « Exercice Unified Command 2023 » à la centrale Pickering afin de tester l'efficacité des plans d'intervention en cas d'incident d'OPG et de divers organismes gouvernementaux.
- En novembre 2023, OPG a participé à l'exercice GridEx VII, le plus important exercice en matière de sécurité de réseau en Amérique du Nord. Cet exercice a pour but de tester la capacité de réponse des plans d'intervention et de reprise dans le cadre de menaces et d'incidents coordonnés qui ont trait à la cybersécurité et à la sécurité physique.

Aux centrales nucléaires Darlington et Pickering d'OPG, nous ne tenons rien pour acquis et nous avons recours à de nombreuses lignes de défense et redondances pour réduire la probabilité d'un accident. La CCSN assure la surveillance de ces systèmes.

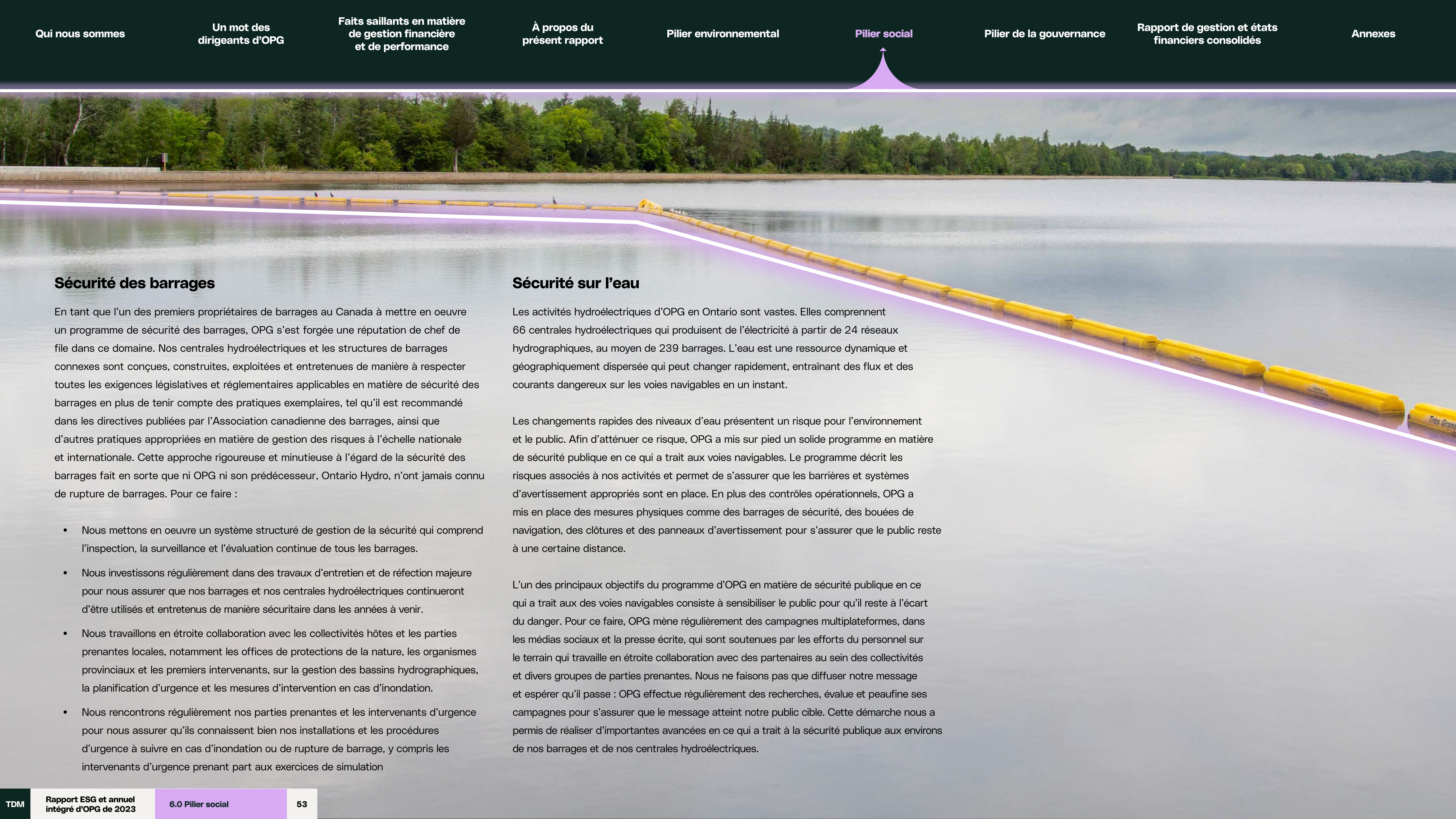
OPG effectue régulièrement des exercices de simulation et d'intervention d'urgence. Une telle pratique a pour but de s'assurer que les mesures d'intervention en réponse à divers scénarios d'urgence sont testées régulièrement et améliorées au besoin. Ces exercices de simulation nécessitent une étroite collaboration avec les bureaux de gestion des urgences des gouvernements fédéral, provinciaux et locaux, dont les plans de sécurité publique préétablis et bien préparés sont présentés et testés dans le cadre des exercices à grande échelle d'OPG.

La sécurité du public et des employés est la priorité absolue d'OPG. Le Canada s'appuie sur le concept de « défense en profondeur » pour ce qui est de la sûreté des réacteurs. Ce concept s'applique à la conception des centrales nucléaires, qui sont construites et exploitées de manière à assurer une grande protection contre un large éventail de risques et de dangers. Autrement dit, les réacteurs utilisent à la fois des mesures de sécurité technologiques et opérationnelles pour réduire les risques d'accident et, en cas d'accident, réduire les risques d'impact sur les employés, le public et l'environnement. Voici quelques-unes des principales mesures de sûreté mises en place dans les parcs nucléaires d'OPG :

- Chaque centrale d'OPG est dotée de systèmes d'arrêt rapide permettant de mettre fin à une réaction en chaîne en quelques secondes.
- Les systèmes de sécurité d'OPG peuvent fonctionner séparément du reste des installations.
- Chaque composante clé de sécurité est dotée de plusieurs procédés de sauvegarde.
- Les systèmes de confinement sont conçus pour bloquer les effets nocifs des rayonnements à l'intérieur de la centrale.
- Les modèles d'études probabilistes de la sûreté que nous utilisons permettent d'évaluer l'ensemble des risques, y compris les événements internes, les inondations, les incendies, les vents violents, les actes malveillants et les secousses sismiques, respectent les normes de la CCSN et démontrent systématiquement que le risque global pour le public est très faible.

Grâce aux solides systèmes de sécurité et de préparation aux situations d'urgence qu'elle a mis en place ainsi qu'aux mises à jour qu'elle apporte périodiquement afin de tenir compte de l'expérience acquise en matière d'exploitation et des changements effectués aux centrales, OPG continue de respecter les pratiques exemplaires du secteur.





Sécurité des barrages

En tant que l'un des premiers propriétaires de barrages au Canada à mettre en oeuvre un programme de sécurité des barrages, OPG s'est forgée une réputation de chef de file dans ce domaine. Nos centrales hydroélectriques et les structures de barrages connexes sont conçues, construites, exploitées et entretenues de manière à respecter toutes les exigences législatives et réglementaires applicables en matière de sécurité des barrages en plus de tenir compte des pratiques exemplaires, tel qu'il est recommandé dans les directives publiées par l'Association canadienne des barrages, ainsi que d'autres pratiques appropriées en matière de gestion des risques à l'échelle nationale et internationale. Cette approche rigoureuse et minutieuse à l'égard de la sécurité des barrages fait en sorte que ni OPG ni son prédécesseur, Ontario Hydro, n'ont jamais connu de rupture de barrages. Pour ce faire :

- Nous mettons en oeuvre un système structuré de gestion de la sécurité qui comprend l'inspection, la surveillance et l'évaluation continue de tous les barrages.
- Nous investissons régulièrement dans des travaux d'entretien et de réfection majeure pour nous assurer que nos barrages et nos centrales hydroélectriques continueront d'être utilisés et entretenus de manière sécuritaire dans les années à venir.
- Nous travaillons en étroite collaboration avec les collectivités hôtes et les parties prenantes locales, notamment les offices de protections de la nature, les organismes provinciaux et les premiers intervenants, sur la gestion des bassins hydrographiques, la planification d'urgence et les mesures d'intervention en cas d'inondation.
- Nous rencontrons régulièrement nos parties prenantes et les intervenants d'urgence pour nous assurer qu'ils connaissent bien nos installations et les procédures d'urgence à suivre en cas d'inondation ou de rupture de barrage, y compris les intervenants d'urgence prenant part aux exercices de simulation

Sécurité sur l'eau

Les activités hydroélectriques d'OPG en Ontario sont vastes. Elles comprennent 66 centrales hydroélectriques qui produisent de l'électricité à partir de 24 réseaux hydrographiques, au moyen de 239 barrages. L'eau est une ressource dynamique et géographiquement dispersée qui peut changer rapidement, entraînant des flux et des courants dangereux sur les voies navigables en un instant.

Les changements rapides des niveaux d'eau présentent un risque pour l'environnement et le public. Afin d'atténuer ce risque, OPG a mis sur pied un solide programme en matière de sécurité publique en ce qui a trait aux voies navigables. Le programme décrit les risques associés à nos activités et permet de s'assurer que les barrières et systèmes d'avertissement appropriés sont en place. En plus des contrôles opérationnels, OPG a mis en place des mesures physiques comme des barrages de sécurité, des bouées de navigation, des clôtures et des panneaux d'avertissement pour s'assurer que le public reste à une certaine distance.

L'un des principaux objectifs du programme d'OPG en matière de sécurité publique en ce qui a trait aux des voies navigables consiste à sensibiliser le public pour qu'il reste à l'écart du danger. Pour ce faire, OPG mène régulièrement des campagnes multiplateformes, dans les médias sociaux et la presse écrite, qui sont soutenues par les efforts du personnel sur le terrain qui travaille en étroite collaboration avec des partenaires au sein des collectivités et divers groupes de parties prenantes. Nous ne faisons pas que diffuser notre message et espérer qu'il passe : OPG effectue régulièrement des recherches, évalue et peaufine ses campagnes pour s'assurer que le message atteint notre public cible. Cette démarche nous a permis de réaliser d'importantes avancées en ce qui a trait à la sécurité publique aux environs de nos barrages et de nos centrales hydroélectriques.

Médecine nucléaire et isotopes

Nos centrales nucléaires fournissent plus qu'une énergie fiable à faible teneur en carbone. Elles produisent également des isotopes qui peuvent être utilisés dans le cadre de procédures médicales d'importance vitale et d'applications industrielles en Ontario et dans le monde entier. Le groupe de médecine nucléaire et radio-isotopes d'OPG tente de tirer parti de la puissance des réacteurs pour produire ces isotopes très prisés en raison de leur grande utilité dans les domaines des soins de santé, de la transformation alimentaire, les produits pharmaceutiques, l'informatique et le nucléaire.

Cobalt 60

Depuis plus de 50 ans, la centrale Pickering d'OPG approvisionne le monde en cobalt 60 (60Co), un isotope utilisé pour stériliser environ 40 % de tous les dispositifs médicaux à usage unique.

Aujourd'hui, les unités 5 à 8 de la centrale Pickering, également appelées Pickering B, fournissent environ 20 % de l'approvisionnement mondial en 60Co. En 2023, des options pour poursuivre la production de 60Co ont été présentées dans le cadre de l'analyse de faisabilité pour la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. Des évaluations techniques plus détaillées sont en cours afin de déterminer si la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering pourrait soutenir la production de 60Co pendant encore 30 ans.

De plus, OPG procède à l'installation de capacités pour produire du 60Co dans les quatre unités de la centrale Darlington, les travaux liés à l'unité 1 ayant débuté en 2023. La première récolte de 60Co à la centrale Darlington devrait avoir lieu à la fin des années 2020, et les rendements annuels moyens devraient atteindre près du double de ceux de la centrale Pickering, ce qui contribuera à répondre aux besoins mondiaux sans cesse croissants en matière de stérilisation.

Eau lourde

La production d'OPG d'eau lourde, ou oxyde de deutérium, est essentielle aux activités des réacteurs d'OPG, car elle favorise un processus de fission contrôlé. Cependant, l'eau lourde a également de nombreuses applications en dehors de notre industrie, car elle est utilisée comme traceur aux fins de diagnostics médicaux ainsi que dans la fabrication de semi-conducteurs et d'écrans de télévision et d'ordinateur flexibles.

Tritium

Le tritium, un sous-produit des activités nucléaires, était autrefois considéré comme un rebut. Toutefois, grâce à une équipe novatrice, OPG recycle maintenant le tritium qui est utilisé en pharmacothérapie, dans la composition des montres et des panneaux de sortie (radioluminescence), et comme source d'énergie pour les piles longue durée alimentant les appareils médicaux. De plus, le tritium aurait des applications potentielles dans le développement de la prochaine génération d'énergie propre : la fusion. Grâce à son approvisionnement en tritium, OPG a repéré de nouveaux clients et de nouvelles utilisations qui augmenteront encore davantage notre capacité à réutiliser ce précieux sous-produit.

Molybdène 99

LEP, une filiale d'OPG, en partenariat avec BWX Technologies Inc., a contribué à faire de la centrale Darlington le premier réacteur commercial au monde à produire du molybdène-99 (99Mo). Le 99Mo se décompose en technétium-99, un puissant isotope médical utilisé dans plus de 40 millions procédures médicales nucléaires chaque année dans le monde, soit dans environ 85 % des scintigraphies effectuées à l'échelle mondiale. En 2023, l'équipe a terminé l'installation du système de livraison cible et a poursuivi la mise en service de la production commerciale du 99Mo, en attendant la fin des essais de validation et l'approbation de la Food and Drug Administration des États-Unis et de Santé Canada.

Hélium 3

L'hélium 3 (3He) est un isotope rare et précieux qui est produit naturellement lors de la désintégration du tritium entreposé à la centrale de Darlington. LEP extrait le 3He, tout en réduisant les déchets et en répondant à la demande commerciale en matière de 3He, lequel est utilisé à de nombreuses fins, y compris dans l'imagerie par résonance magnétique (IRM), l'informatique quantique, la recherche sur les neutrons et la fission, et la sécurité frontalière où il est utilisé dans les portiques de détection.

Possibilités à venir

Les avancées médicales et industrielles entraînent sans cesse la découverte de nouvelles applications pour les isotopes nucléaires. Grâce à chacune de ces avancées, OPG continuera d'explorer d'autres possibilités liées aux isotopes dans l'ensemble de son portefeuille nucléaire. Cela fait partie de l'engagement d'OPG à fournir des solutions novatrices qui exploitent nos réacteurs au profit de tous, en soutenant un avenir sain et durable sur le plan de la production d'électricité.



Pleins feux sur l’engagement social et la participation dans les collectivités

Étant donné qu’OPG exerce ses activités partout en Ontario, ses employés vivent aux quatre coins de la province. Et en tant qu’entreprise socialement responsable, OPG investit activement dans la réussite de ces collectivités et est déterminée à être un partenaire communautaire fiable.

OPG soutient des causes et des initiatives locales qui visent à renforcer les capacités des quartiers, à tisser des liens, à partager des connaissances, à améliorer l’environnement ou à créer des occasions de se réunir dans le cadre d’activités artistiques et sportives. Nous avons amorcé cette démarche, il y a près de 25 ans, dans le cadre de notre programme d’engagement social.

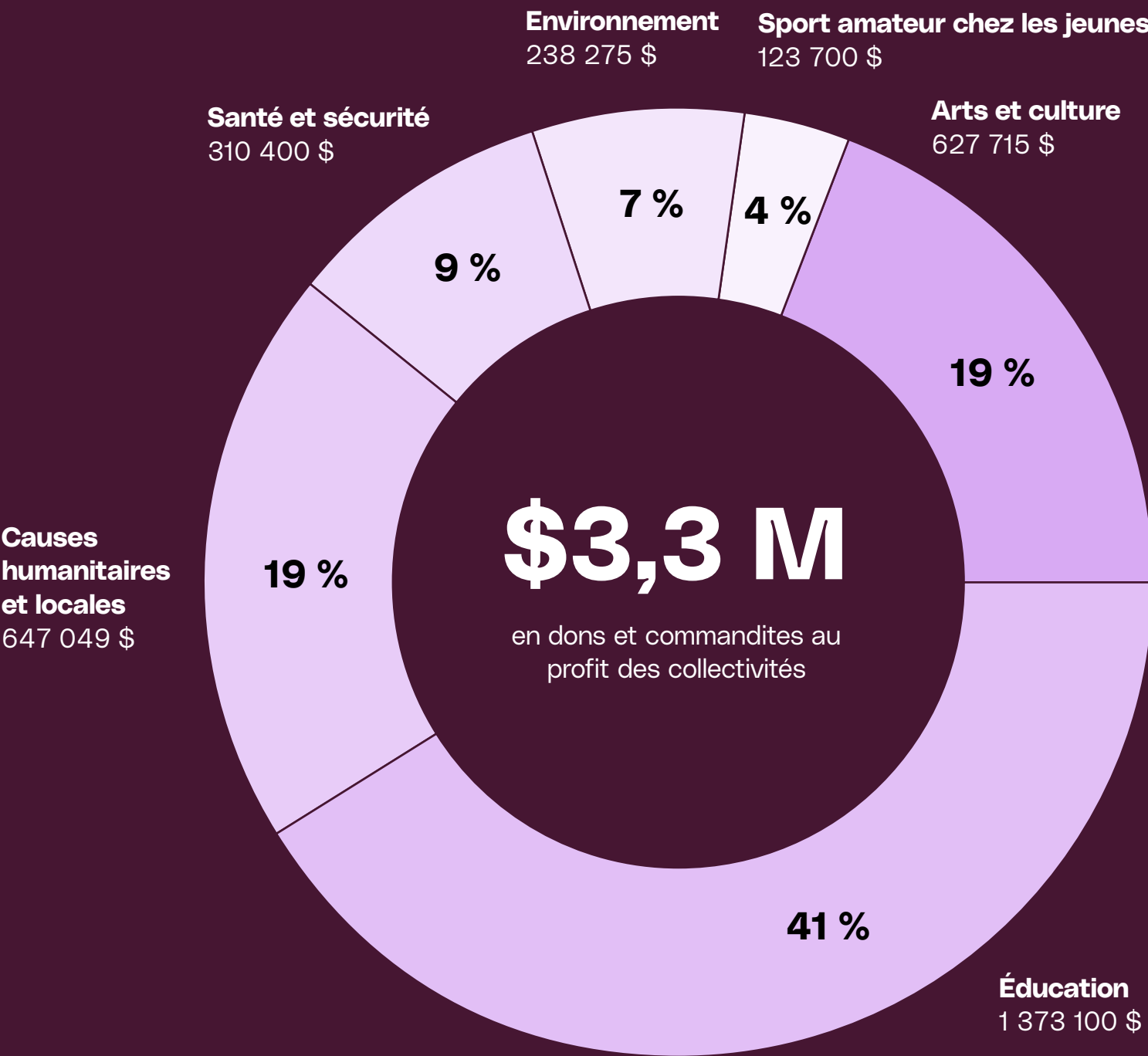
Ainsi, nous investissons dans les collectivités où nous exerçons nos activités en versant des dons et des commandites en vue de soutenir les initiatives locales sans but lucratif. L’objectif du programme consiste à donner dans plusieurs domaines : l’éducation, l’environnement, les arts et la culture, le sport amateur chez les jeunes, la santé et la sécurité, les causes humanitaires et les causes des collectivités locales, y compris les initiatives Autochtones.

En 2023, OPG a versé 3,3 millions de dollars en soutien à plus de 600 initiatives. En tout, OPG a versé plus de 11 millions de dollars au cours des cinq dernières années aux collectivités où elle exerce ses activités et aux collectivités Autochtones³.

Voici quelques investissements communautaires effectués dans le cadre du programme d’engagement social en 2023 :

- 80 initiatives Autochtones (pour plus de renseignements, voir la section Relations et réconciliation avec les peuples Autochtones).
- Remise de 243 bourses d’études.
- 43 initiatives liées au domaine des sciences, de la technologie, de l’ingénierie et des mathématiques.

Contributions d’OPG aux investissements communautaires par secteur cible en 2023



Faits saillants du programme d’engagement social

Gérance environnementale à Pickering

Le comité de gérance environnementale de Pickering travaille en collaboration avec la collectivité pour organiser des événements et des activités en lien avec l’environnement. OPG soutient ce comité de gérance depuis 18 ans, ce qui a lui a permis de tisser des liens étroits avec la collectivité et de contribuer à bâtir un environnement sain pour les générations futures de Pickering. En 2023, grâce au financement du programme d’engagement social d’OPG, le comité a été en mesure d’offrir gratuitement des programmes environnementaux et des programmes axés sur la famille qui ont permis aux familles d’explorer la nature dans un environnement sécuritaire et accueillant. Au cours de l’année, les personnes intéressées ont eu l’occasion de participer à des promenades dans la nature, à des webinaires virtuels, à des activités de gestion responsable de l’environnement, à des excursions scolaires et à un atelier de confection de couronnes pour les Fêtes.

Coalition contre la faim de Timmins

La Anti-Hunger coalition Timmins (Coalition) est un organisme qui lutte contre la faim et vise à instaurer la sécurité alimentaire. Son objectif est de s’assurer que personne dans la collectivité de Timmins ne se couche le ventre vide. Pour ce faire, la Coalition a mis sur pied des collectes de denrées alimentaires, des jardins communautaires et des programmes éducatifs. L’organisme cherche à s’attaquer aux causes de la faim et à faire en sorte que les résidents puissent avoir accès à des aliments nutritifs. OPG a soutenu différentes initiatives menées pas la Coalition contre la faim au fil des ans, notamment sa collecte de fonds pour La nuit la plus froide de l’année et son programme Good Food Box.

Cérémonie de la Danse du soleil

La cérémonie de la Danse du soleil célèbre la relance culturelle. La cérémonie, qui se déroule chaque année dans plusieurs Premières Nations partout au Canada, favorise la guérison des traumatismes causés par les pensionnats et les traumatismes intergénérationnels, en plus d’aider les participants à se réapproprier leur identité au moyen de cérémonies. La cérémonie de la Danse du soleil a eu lieu à Moose Factory pendant quatre jours en août 2023. OPG a commandité la cérémonie annuelle de la Niwakomakanak Organization

³ Outre les investissements coordonnés par le programme d’engagement social, les unités d’exploitation d’OPG peuvent également avoir apporté une contribution moindre sur une base individuelle.

Pleins feux sur le capital humain

La force d'OPG réside dans sa main-d'oeuvre : elle est le fondement de notre prospérité passée, présente et future et elle fait partie intégrante de notre mission de bâtir un avenir durable alimenté par notre électricité, nos idées et nos gens. Notre priorité absolue, comme en témoigne notre bilan, demeure la santé et la sécurité de tous nos employés. Pour constituer une main-d'oeuvre en santé, engagée, inclusive et soucieuse de la sécurité, OPG s'efforce d'aider ses gens à acquérir les compétences et les capacités nécessaires pour réaliser leur potentiel. En tant qu'entreprise, nous savons que nous pouvons aller aussi loin que nos gens nous mèneront, et nous croyons que si nous investissons dans nos gens et les soutenons, ils nous aideront à concrétiser notre vision ambitieuse d'électrifier le quotidien en l'espace d'une génération.

Santé et sécurité des employés

Pour prioriser la santé et la sécurité au travail, il faut bâtir une solide culture dans le cadre de laquelle la priorité absolue est que tous nos gens retournent à la maison sains et saufs chaque jour.

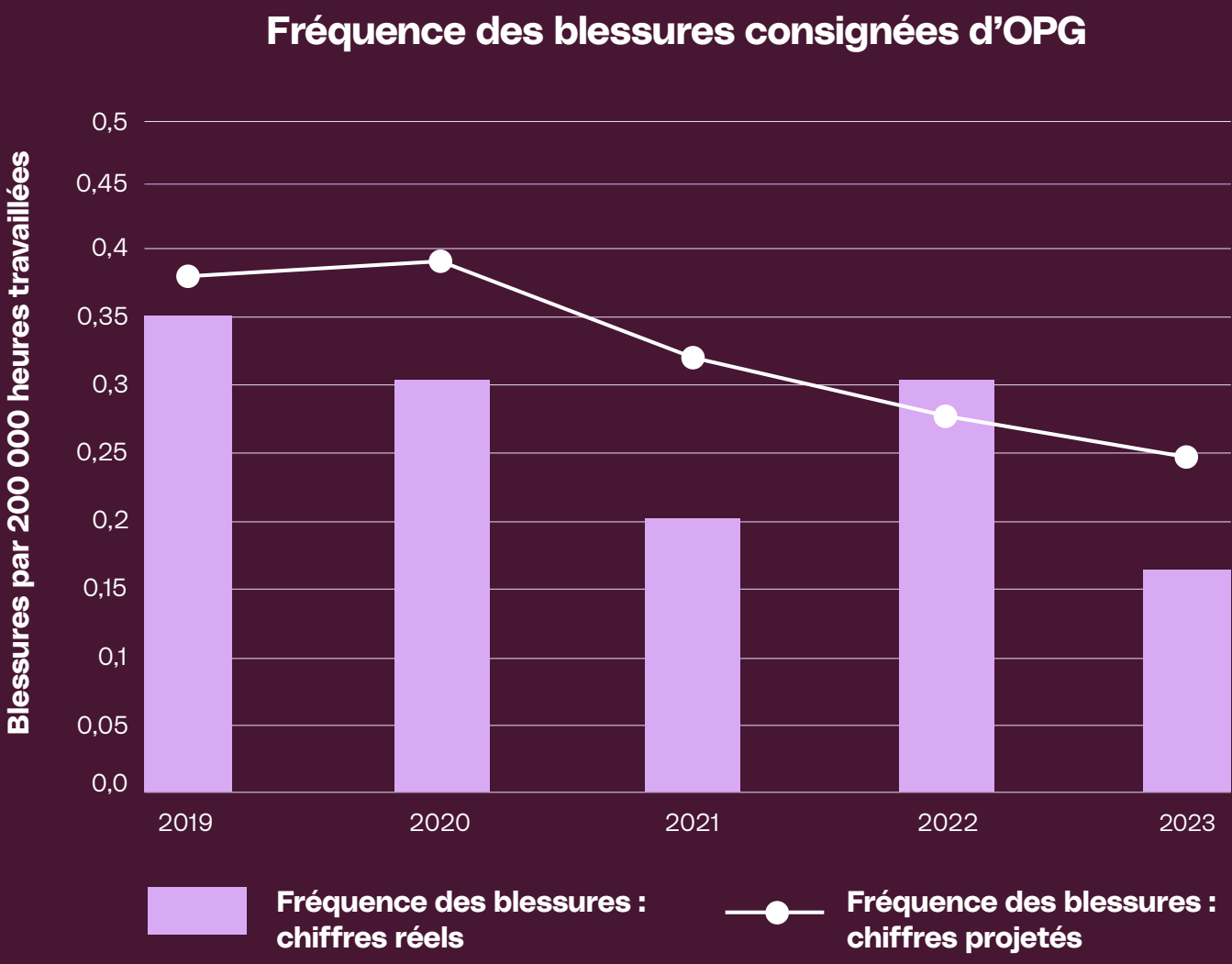
Au cours des dernières années, OPG s'est maintenue dans le premier quartile parmi ses pairs des services publics d'électricité canadiens pour diverses mesures de la performance en matière de sécurité. En 2023, OPG a reçu le Prix d'excellence du président de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) 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 a remporté ce prix six années d'affilée. Le nom d'OPG figure également sur la Canadian Occupational Safety's 5-Star Safety Culture List pour une deuxième année de suite.

Pour parvenir à atteindre ce niveau d'excellence en matière de sécurité, OPG s'est engagée à respecter un cadre de normes et de procédures, à avoir recours à des mécanismes d'amélioration continue et à mettre l'accent sur une approche axée sur le travail d'équipe. En 2023, nos programmes de santé et de sécurité ont été récompensés par le Centre canadien d'hygiène et de sécurité au travail, remportant l'argent dans les catégories Best Ergonomics Program et Best Use of Safety Technology for the Confined Space Application.

De plus, en 2022, nous avons remporté le prix Electrical Utility Safety Excellence Innovation Award for the Confined Space Application décerné par l'Infrastructure Health and Safety Association.

Notre performance en matière de sécurité au travail est mesurée à l'aide des deux indicateurs principaux suivants :

- Fréquence totale des blessures consignées :** En 2023, nous avons consigné 16 blessures, ce qui correspond à une fréquence totale des blessures consignées de 0,16 blessure par 200 000 heures travaillées, soit 1,6 blessure par 1000 employés. Ce résultat est le meilleur depuis la création d'OPG en 1999. Un résultat similaire (0,18 blessure) est obtenu lorsque l'on tient compte des filiales d'OPG Atura Power et d'Eagle Creek.
- Fréquence des blessures graves :** Cet indicateur tient compte d'une sous-catégorie de blessures plus graves et permet à OPG de rester suffisamment concentrée sur les dangers aux conséquences graves pouvant avoir une incidence sur la vie de ses employés. En 2023, le taux de blessures graves d'OPG, y compris celui de ses filiales Atura Power et Eagle Creek, était de de 0,00.



OPG a reconnu que le travail des entrepreneurs peut présenter des risques liés à la sécurité tant pour les entrepreneurs que pour les employés d'OPG. Par conséquent, des stratégies de gestion de la sécurité des entrepreneurs ont été mises en place pour s'assurer que les risques liés à la santé et à la sécurité sont gérés à toutes les étapes du contrat, et ce, des premières étapes de planification à la clôture du projet. Aucun entrepreneur n'a subi de blessures graves en 2023.

OPG continue de mettre en oeuvre sa stratégie de renforcement des mesures de sécurité afin de réduire l'incidence et la fréquence des incidents de sécurité et de se concentrer sur des stratégies proactives de protection contre les risques liés à la santé et la sécurité. Cette stratégie tient compte de la décision d'OPG d'adopter le modèle Safety Classification and Learning (modèle SCL) de l'Edison Electrical Institute à compter de 2024. Le modèle SCL permettra à OPG d'améliorer sa capacité de cerner les tendances émergentes en matière de sécurité et d'y faire face, de tirer rapidement des leçons des incidents qui surviennent, de gérer les événements à faible consommation d'énergie et de mettre davantage l'accent sur les travaux qui consomment une grande quantité d'énergie et présentent un potentiel de conséquences graves en cas d'erreur d'un employé ou de panne d'équipement.

L'engagement d'OPG à l'égard de la sécurité des employés constitue l'une de ses valeurs fondamentales. Tel que cela a été mentionné précédemment, la sécurité des employés fait partie des principaux éléments des facilités de crédit assorties de cibles en matière de développement durable d'OPG, ce qui démontre son engagement à l'égard de la sécurité des employés.

OPG est déterminée à améliorer continuellement la santé et le bien-être de ses employés. Une couverture d'assurance de soins de santé complète est offerte à tous les employés d'OPG, et des stratégies sont en place pour accroître la sensibilisation au bien-être mental, physique, social et financier. Le programme de services en cas d'absence pour cause personnelle d'OPG et son programme d'aide à l'intention des employés et des familles font en sorte que tous les employés qui vivent une période difficile bénéficient d'un soutien hors pair.

Soutien en santé mentale

En 2023, OPG a continué de prioriser la sensibilisation à l'égard du soutien en matière de santé, notamment en santé mentale. Tous les Canadiens sont touchés d'une façon ou d'une autre par la maladie mentale à un moment donné, que ce soit personnellement ou par l'entremise d'un membre de la famille, d'un ami ou d'un collègue. Avant l'âge de 40 ans, environ 50 % des Canadiens auront été ou seront aux prises avec un problème de santé mentale. Par conséquent, les ressources et le soutien sont essentiels pour aider les employés et leur famille pendant les périodes d'adversité, améliorer le bien-être en milieu de travail et créer un environnement où les employés peuvent donner le meilleur d'eux-mêmes au travail.

L'année 2023 s'est avérée autre année bien remplie pour OPG sur le plan des initiatives en santé mentale. Pour soutenir la santé mentale et le bien-être des employés, nous avons mis en oeuvre les initiatives suivantes :

- Nous avons participé à la phase 1 du projet de recherche sur la santé mentale mené par la Construction Safety Research Alliance et le Construction Industry Institute. Ce projet vise à élaborer un guide pour aider le secteur de la construction à mettre en place des mesures de soutien en santé mentale. Ce guide traite des éléments fondamentaux de la santé mentale, des facteurs de stress liés au travail et de leur incidence unique sur les travailleurs des métiers spécialisés. Il aborde également les normes des programmes d'aide aux employés et présente les pratiques exemplaires pour tenir des discussions sur la santé mentale en milieu de travail. Le partenariat d'OPG avec la Construction Safety Research Alliance et le Construction Industry Institute pour la recherche en matière de santé mentale se poursuit.

- Nous avons organisé des campagnes mensuelles de bien-être axées sur la santé totale, comprenant des vidéos sur notre plateforme Lifespeak, des webinaires en direct sur le bien-être et des liens vers des évaluations et des ressources de notre plateforme Lifeworks (qui font partie intégrante du plan d'action global d'OPG), qui ont été visionnés 13 000 fois en 2023.
- Nous avons tenu des séances hebdomadaires de pleine conscience, lesquelles ont été enregistrées et mises à la disposition des employés, améliorant l'accessibilité.
- Nous collaborons avec le Centennial College dans le cadre de son programme de promotion du bien-être et de la santé en milieu de travail, offrant des possibilités de stage et de perfectionnement au sein de notre entreprise.

- Nous avons organisé des webinaires avec notre partenaire fournisseur abordant différents thèmes liés à la dépendance.
- Nous avons offert une formation en premiers soins en santé mentale à tous les employés.
- Nous nous sommes dotés d'un plan d'action visant à améliorer la santé psychosociale au travail.





Perfectionnement des employés

OPG est une entreprise où les employés de tous les échelons ont la possibilité de croître et de prospérer en perfectionnant leurs compétences, leurs capacités, leurs connaissances et leur expérience. Nous sommes une entreprise où les employés peuvent envisager une carrière à long terme, plusieurs parcours étant possibles pour atteindre leurs objectifs. Nous réalisons cette vision à l'aide de programmes efficaces de perfectionnement du personnel et de formation continue, et en soutenant les ambitions de nos gens grâce à des possibilités de croissance et d'avancement.

En 2023, chacun de nos employés a suivi en moyenne environ 100 heures de formation. Bien que le type de formation varie en fonction des besoins individuels et des plans de développement, tous les employés ont reçu de la formation.

OPG accorde la priorité au perfectionnement du personnel parce que nous voulons que nos gens se sentent engagés, valorisés et fiers de leur travail. C'est pourquoi nous considérons le perfectionnement comme une responsabilité que chaque employé partage avec son leader, personnalisable en fonction des besoins et des intérêts de chaque employé.

Grâce aux plans de perfectionnement individuels, les employés peuvent se concentrer sur l'acquisition d'un éventail de compétences, de comportements et de capacités ou l'avancement dans des domaines de connaissances qui sont importants à la fois pour l'employé et pour l'organisation. Les plans de perfectionnement individuels se concentrent sur l'élaboration de mesures d'apprentissage à court terme et d'objectifs de carrière à plus long terme. Le plan peut proposer une combinaison d'expériences de travail en cours d'emploi, de la rétroaction, du mentorat, des réseaux de relations, des études et de la formation. OPG offre également du soutien pour ce qui est des possibilités de formation à l'extérieur de l'entreprise, notamment des programmes menant à l'obtention d'un diplôme et de certifications cadrant avec les mesures du plan de perfectionnement individuel et l'établissement de candidatures pour la relève.

En interne, le programme Future Ready d'OPG, qui vise à identifier les compétences demandées pour les postes de demain et à offrir des possibilités de formation pour les cheminements de carrière, nouveaux et existants, inclut de nouveaux programmes de perfectionnement adaptés.

Perfectionnement des leaders

Le perfectionnement des leaders est un aspect important des programmes de formation d'OPG. D'ailleurs, nous sommes fiers d'avoir reçu le prix Best Talent Management Strategy Award décerné par HR Canada en 2023.

Le perfectionnement du leadership d'OPG est axé sur le renforcement des compétences des nouveaux employés et des employés en transition afin d'accélérer leur efficacité en tant que leaders. D'autres programmes sont en place pour aider les leaders plus expérimentés à perfectionner leurs compétences afin de gravir progressivement les échelons dans l'ensemble de l'entreprise.

OPG s'associe également à des experts et à des pairs du secteur pour offrir de la formation et du perfectionnement primés aux leaders par le truchement de programmes d'apprentissage internationaux, qui tirent parti des évaluations du leadership, du coaching et des expériences sur place. Des simulations et des mentors sectoriels permettent également d'accélérer le perfectionnement de leaders les plus prometteurs dans l'ensemble d'OPG, aux côtés de pairs de la communauté internationale.

Les leaders qui font preuve d'agilité et d'adaptabilité sont encouragés à occuper des postes dans les différents services pour perfectionner leurs compétences, leur expérience et leurs connaissances de l'entreprise. Ces possibilités de carrière transversales aident OPG à devenir une entreprise de premier plan, au sein de laquelle les employés ont accès une expérience professionnelle plus diversifiée et enrichissante.

OPG possède une solide culture de réalisation qui motive ses employés à viser l'excellence. À cette fin, nous avons mis en place un programme de rendement qui reconnaît et harmonise les réalisations des employés dans le cadre d'un cycle d'évaluation et de rétroaction qui se déroule tout au long de l'année.

Outre son programme de rendement, OPG possède un programme de planification de la relève qui fournit aux leaders un cadre afin d'évaluer le potentiel des employés, compte tenu de leur rendement. Le cycle d'évaluation des talents permet à OPG de relever des possibilités de perfectionnement ciblées pour ses employés dans le but de renforcer leurs compétences en leadership et d'enrichir le bassin de leaders.

Culture d'entreprise

La culture d'une entreprise est le reflet du bien-être et de l'épanouissement de ses employés, de leur capacité à travailler ensemble et à se soutenir mutuellement et de l'incidence de l'entreprise sur les communautés auprès desquelles elle exerce ses activités. Chez OPG, nous nous employons à bâtir une culture axée sur l'innovation, l'inclusion et l'excellence en nous appuyant sur les principes énoncés au présent rapport sur les questions ESG. Notre culture est façonnée par des personnes qui se soucient profondément de leur travail et de leur empreinte sur le monde. Compte tenu de l'importance fondamentale de la culture organisationnelle pour l'atteinte des objectifs ESG et pour la stratégie d'entreprise d'OPG, la surveillance est partie intégrante du mandat du comité des ressources humaines et de la gouvernance du conseil d'administration.

L'atténuation des changements climatiques et l'offre d'un service d'électricité abordable et fiable aux foyers et aux entreprises ontariennes sont au coeur de notre travail. Or la façon de s'y rendre est tout aussi importante. Programmes favorisant l'inclusion des employés, progrès accomplis sur le chemin de la réconciliation, priorité accordée à la santé, à la sécurité et au bien-être des employés, autant de différentes facettes d'une culture d'entreprise qui bénéficie à la fois à nos employés et à nos activités.

OPG continue d'investir dans le renforcement et l'enrichissement de notre culture. Ce faisant, elle s'appuie sur nos valeurs : sécurité, excellence, inclusivité, innovation et intégrité. Nous avons mis sur pied plusieurs programmes qui stimulent l'engagement et le sentiment de fierté parmi nos employés ainsi que la reconnaissance de l'excellence à l'échelle de l'organisation. Par exemple, les prix One OPG Awards, le programme de reconnaissance annuel qui récompense les employés ainsi que la cérémonie de remise de prix, soulignent les réalisations individuelles et d'équipe. De même, l'application sur la reconnaissance quotidienne fondée sur nos valeurs qui permet aux employés et aux leaders d'exprimer au quotidien l'estime qu'ils ont pour leurs collègues.

Au moyen d'un sondage annuel sur l'engagement des employés, OPG recueille l'opinion de ses employés afin de concevoir des initiatives à l'échelle des équipes ou de l'entreprise qui améliorent l'expérience employé. Les résultats du sondage de 2023 ont fait état d'une amélioration globale de l'engagement des employés comparativement à l'exercice précédent.

Parmi les autres initiatives destinées à renforcer notre culture d'entreprise et à stimuler le sentiment de fierté parmi les employés, citons la campagne de bienfaisance annuelle ainsi que les nombreuses manifestations célébrant la diversité culturelle et mettant en valeur l'inclusivité en milieu de travail chez OPG. En 2023, la Culture Action Team a contribué à la promotion de ces initiatives. Composée d'employés de toutes les unités fonctionnelles de l'organisation, cette équipe se donne pour mission de renforcer notre culture d'entreprise.

OPG poursuit l'évaluation de notre culture et de l'engagement de nos employés. Le sondage sur l'engagement des employés de 2023 démontre une amélioration considérable de l'engagement comparativement à 2022, lequel a aussi dépassé la valeur de référence mondiale. Nous continuerons à soutenir nos employés au moyen de gestes concrets par la direction qui renforcent notre culture, fortifient nos valeurs et stimulent le leadership à l'échelle de l'entreprise.

Relations de travail

Le maintien de relations de travail positives constitue une priorité importante pour OPG. Au 31 décembre 2023, 84 % des employés à temps plein d'OPG et de ses filiales étaient représentés par un syndicat.

Les besoins en main d'oeuvre d'OPG évoluent sans cesse, car la production d'électricité est un processus dynamique. OPG se prépare à l'avenir et s'efforce d'anticiper l'incidence des scénarios de croissance future sur nos besoins en mains d'oeuvre. Comme d'habitude, la diffusion rapide des renseignements disponibles et la collaboration étroite avec nos partenaires syndicaux en tout temps sont parmi nos priorités.

OPG continuera, comme elle l'a toujours fait, de respecter et de soutenir la liberté syndicale des personnes, en particulier dans le cadre du processus de négociation collective. Nos politiques et nos pratiques sont conformes aux normes de l'Organisation internationale du Travail.





Pleins feux sur la gestion de la chaîne d'approvisionnement

En 2023, OPG a acheté des matériaux et des services d'une valeur d'environ 3,6 milliards de dollars pour répondre aux besoins de ses activités et projets. Pour que notre performance à l'égard des questions ESG soit satisfaisante, la structure de notre chaîne d'approvisionnement doit nécessairement être conforme à nos valeurs et objectifs. L'offre des fournisseurs que nous retenons doit par ailleurs être avantageuse et concurrentielle, dans la mesure où nous devons offrir aux foyers et aux entreprises en Ontario une production d'énergie qui soit à la fois faible en carbone, fiable et économique.

La chaîne d'approvisionnement repose sur la notion d'approvisionnement durable, qui consiste à exiger que les processus d'approvisionnement tiennent compte non seulement des considérations économiques fondamentales, mais aussi de critères relevant du développement durable, de la diversité et de la responsabilité sociale. De l'analyse à la réalisation, les processus liés à la chaîne d'approvisionnement d'OPG favorisent la prudence en matière de gestion financière et de contrôles financiers et l'observation de l'ensemble des exigences légales applicables.

Afin que l'approvisionnement soit conforme et favorable aux valeurs et aux critères ESG d'OPG, fournisseurs et entrepreneurs doivent démontrer leur capacité à satisfaire non seulement les exigences techniques et commerciales applicables, mais aussi nos attentes en matière de qualité, de santé et de sécurité. Les fournisseurs d'OPG doivent également respecter les exigences en matière d'emballage écologique spécifiées dans les bons de commande.

En 2023, OPG a poursuivi son travail avec un fournisseur de services tiers afin d'évaluer ses fournisseurs clés dans plusieurs domaines ESG, notamment la performance environnementale, le travail et les droits de la personne, l'éthique, l'approvisionnement écoresponsable et la gestion des émissions de carbone. Toujours en 2023, l'équipe responsable de la chaîne d'approvisionnement d'OPG a lancé plusieurs nouveaux tableaux de bord mesurant la performance en matière de gestion des relations avec les fournisseurs. Désormais, 25 % de la note attribuée aux fournisseurs est rattachée à des indicateurs de performance à l'égard des questions ESG.

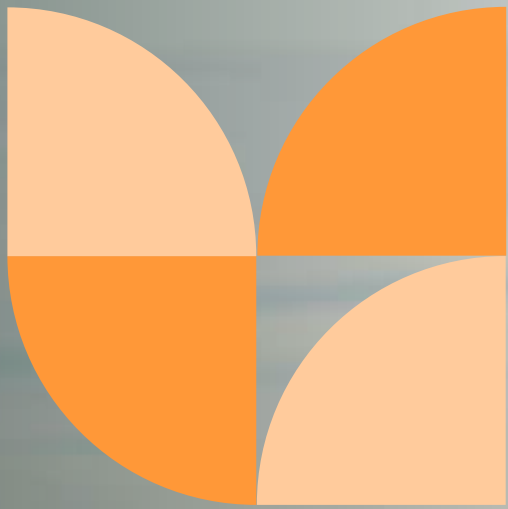
En 2023, le fournisseur de services tiers retenu par OPG et le programme sur la gestion des relations avec les fournisseurs ont été présentés aux fournisseurs d'OPG. Cette activité se poursuivra en 2024. Au fur et à mesure de l'avancement de ces évaluations ESG, OPG mettra en oeuvre un certain nombre de mesures correctives qui devraient permettre d'améliorer le rendement des fournisseurs, de réduire les émissions attribuables à la chaîne de valeur et d'obtenir des résultats durables. OPG continuera de collaborer avec les fournisseurs pour obtenir des données sur leurs émissions de carbone, ce qui lui permettra de concevoir les mesures appropriées en vue de la réduction de ses émissions de niveau 3.

Par ailleurs, OPG a fait le point sur les mesures de prévention du travail forcé et du travail des enfants conformément à la Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement. [Le rapport qui en est issu a été publié en mai 2024 ici.](#)

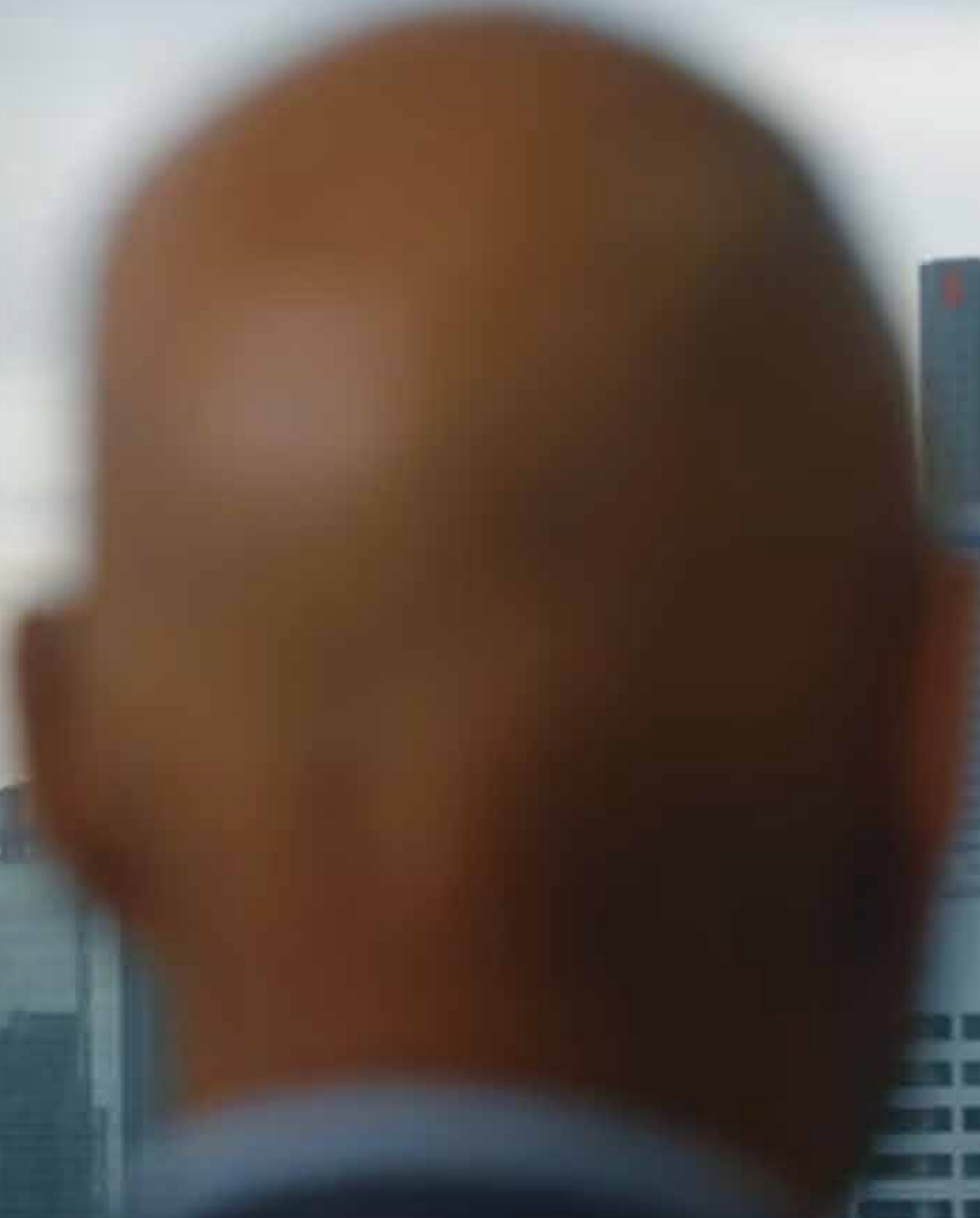
En 2023, OPG a attribué des contrats de 58 millions de dollars à des fournisseurs en quête d'équité. En outre, donnant suite au plan d'action de réconciliation, nous avons attribué des contrats de plus de 142 millions de dollars à des fournisseurs Autochtones. En 2024, OPG a une fois de plus revu ces cibles à la hausse. Les mesures qu'elle a prises s'inscrivent dans le cadre de la priorité 15 (Responsable Sourcing) de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG ainsi que dans celui du quatrième pilier (Economic Empowerment) du plan d'action de réconciliation d'OPG. L'alignement de la chaîne d'approvisionnement sur notre stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et sur notre plan d'action de réconciliation marque un jalon important dans nos efforts de développement d'une chaîne d'approvisionnement durable et fondée sur la diversité. Il avantage directement les groupes en quête d'équité et nous rapproche encore plus de l'atteinte de l'objectif de réconciliation.

Dans le cadre de l'attribution de ses contrats, OPG organise ses activités d'approvisionnement selon des procédures bien établies. Pour pouvoir travailler avec OPG, un fournisseur doit être conforme aux exigences du Code de conduite des fournisseurs et du Code de conduite professionnelle d'OPG, lesquelles sont intégrées aussi aux modalités commerciales afférentes à nos contrats. Toute préoccupation liée au code de conduite est gérée par la division responsable de l'éthique. Certains fournisseurs sont soumis à des audits et évaluations réguliers pour le compte d'OPG selon l'étendue approuvée des services qu'ils fournissent et en regard des exigences de qualité prescrites. En 2023, OPG a collaboré avec près de 1 800 fournisseurs. La Société est fière de soutenir les entreprises locales.

7.0



Pilier de la
gouvernance



7.0 Pilier de la gouvernance

Une gouvernance solide, inclusive et responsable est à la base du succès d'OPG. Grâce à ses structures de gouvernance, l'entreprise se fixe des objectifs ambitieux mais réalistes. Les mesures qu'elle prend pour atteindre ces objectifs sont en place à l'échelle de l'organisation, sous la surveillance efficace du conseil d'administration, de la haute direction et des cadres.

Les systèmes de gouvernance d'entreprise d'OPG sont conçus pour assurer la conformité par rapport aux normes les plus élevées en matière d'éthique d'entreprise. La gouvernance rigoureuse de l'organisation est un facteur essentiel pour ce qui est de rechercher et d'évaluer des possibilités et des risques concernant la stratégie et les objectifs d'OPG.

Gouvernance d'entreprise

Conseil d'administration

La charte du conseil d'administration d'OPG lui confie le mandat de superviser directement l'approche de l'entreprise en matière de questions environnementales, sociales et de gouvernance. Si certaines questions ESG sont soumises directement à l'assemblée générale du conseil, d'autres sont examinées par les différents comités du conseil, qui lui présentent les décisions qu'ils ont prises. Les questions ESG comprennent la performance et la conformité environnementales, la santé et la sécurité, la culture d'entreprise, les relations avec les Autochtones, les changements climatiques et la décarbonation, les stratégies en matière de main-d'oeuvre, l'équité, la diversité et l'inclusion, l'acceptation sociale de nos activités, les relations avec les parties prenantes et la rémunération des cadres.

En tant qu'organe responsable de la surveillance de la stratégie d'entreprise d'OPG, le conseil d'administration est chargé d'approuver un grand nombre de politiques ayant trait

aux questions ESG, et il reçoit des mises à jour régulières concernant les progrès réalisés par la Société. Ces politiques sont notamment les suivantes :

- Politique sur la gestion des risques de l'entreprise
- Politique en matière de santé et de sécurité des employés
- Politique sur le Code de conduite professionnelle
- Politique en matière de conflits d'intérêts à l'intention des administrateurs
- Politique de cybersécurité
- Politique environnementale
- Politique de sécurité nucléaire
- Politique de sécurité des activités
- Politique sur les relations avec les Autochtones
- Politique en matière de diversité et d'inclusion u conseil d'administration
- Politique de communication de l'information

En 2023, le Conseil a cerné plusieurs questions environnementales et sociales qui revêtent un intérêt considérable pour l'entreprise pour ce qui est des possibilités stratégiques, des incidences et des risques. Ces questions sont incluses dans le plan stratégique annuel de l'entreprise, qui a été approuvé par le conseil qui en assure la surveillance. Par l'entremise du programme de gestion des risques d'entreprise d'OPG, le conseil d'administration surveille la capacité de la direction à repérer et à évaluer les risques ESG significatifs.

Mis à part le président et chef de la direction d'OPG, le conseil d'administration est composé entièrement de membres indépendants. Les modalités associées au mandat d'administrateur stipulent que le renouvellement du conseil d'administration doit être prévu par sa structure de gouvernance. Le conseil d'administration d'OPG est un chef de file en matière de diversité des membres. En effet, le taux de diversité de genre et le taux de diversité globale du conseil sont tous deux supérieurs à 50%.

Président et chef de la direction

Le président et chef de la direction d'OPG est responsable de la mise en oeuvre de la stratégie ESG d'OPG. Relevant du conseil d'administration, il est chargé de maintenir une culture fondée sur l'intégrité et la conduite éthique dans le cadre de la mise en oeuvre des normes élevées d'OPG.



La stratégie d'entreprise d'OPG vise à offrir un modèle d'entreprise viable qui soit à même de répondre aux besoins de production d'électricité à long terme de la province, d'augmenter la valeur pour l'actionnaire et d'aider l'entreprise à demeurer un chef de file sectoriel au chapitre de la sécurité, des activités d'exploitation, du rendement financier, de la fiabilité des actifs, des relations avec les Autochtones et les parties prenantes, et de la conformité environnementale et réglementaire. Le chef de la direction est le principal responsable de la définition et de la mise en oeuvre de la stratégie d'entreprise d'OPG.

Équipe de direction

Les responsabilités liées à l'atteinte des objectifs et cibles ESG de l'entreprise sont partagées par les membres de l'équipe de direction d'OPG. Ces responsabilités comprennent entre autres la définition des normes et des indicateurs clés de la performance en matière d'environnement, de santé et de sécurité, de normes éthiques, d'interaction avec les parties prenantes et les titulaires de droits, de perfectionnement et bien-être des employés et de gérance financière. Le tableau de bord équilibré de l'entreprise tient compte des priorités et cibles annuelles qui permettent de surveiller la performance globale de l'entreprise. Les objectifs en matière de performance sont établis séparément pour chaque unité en exploitation, et les résultats clés font l'objet d'un rapport mensuel. L'engagement de la direction à l'égard des objectifs en matière de performance se concrétise par l'entremise du programme sur le rendement pour les parties prenantes, au titre duquel la rémunération est indexée sur la performance.

La responsabilité de l'élaboration du rapport ESG d'OPG incombe au chef des affaires juridiques, des questions ESG et de la gouvernance d'OPG, qui relève directement du chef de la direction et collabore de près avec le conseil d'administration.

Rémunération des dirigeants

Afin de stimuler et de reconnaître le rendement et l'efficacité professionnelle des employés et de contribuer à l'optimisation des résultats pour l'entreprise, la province et les contribuables, OPG recourt à des pratiques exemplaires pour déterminer la rémunération de ses dirigeants et concevoir des mesures incitatives à leur usage. La rémunération des cadres se compose d'un salaire de base et d'un montant déterminé en fonction du rendement, ce dernier étant une rémunération variable arrimée à la réalisation des objectifs

de rendement individuels et d'entreprise, dont un grand nombre relèvent des objectifs énumérés au présent rapport ESG. Ces pratiques encouragent les employés à se fixer des objectifs de rendement qui cadrent avec la stratégie d'entreprise d'OPG.

Le tableau de bord équilibré de l'entreprise, qui est un élément du programme sur le rendement pour les parties prenantes mis en place par la direction, ainsi que la rémunération à court terme au titre du régime de rémunération au rendement, sont soumis à l'approbation du conseil d'administration par l'intermédiaire de son comité des ressources humaines et de la gouvernance. Le conseil d'administration d'OPG approuve aussi les objectifs en matière de performance de l'entreprise ainsi que les paiements à moyen terme d'OPG en vertu de son régime de rémunération au rendement à moyen terme, qui est réservé aux employés admissibles.

Pour améliorer la performance globale d'OPG liée aux questions ESG, le tableau de bord équilibré annuel de l'entreprise et le régime de rémunération au rendement à moyen terme exigent tous deux que le conseil évalue la gestion et la rémunération des dirigeants en regard de certains indicateurs clés de performance à l'égard des questions ESG. Les cibles des mesures ESG qui figurent au tableau de bord équilibré de l'entreprise ont notamment trait à la sécurité, à la réalisation des projets d'infrastructure d'énergie propre en temps voulu et dans le respect du budget, au programme sur la diversité à l'échelle de la chaîne d'approvisionnement et à l'approvisionnement auprès d'entreprises Autochtones. Parmi les indicateurs de performance à l'égard des questions ESG au titre du régime de rémunération au rendement à moyen terme, citons les cibles en matière de planification de la relève axées sur l'équité, la diversité et l'inclusion et l'état d'avancement de la mise en oeuvre du Plan en matière de changements climatiques d'OPG. Le Conseil d'administration est autorisé à ajuster le tableau de bord équilibré de l'entreprise en fonction d'une évaluation globale des considérations ESG.

Gestion de la fiscalité

OPG n'est pas assujettie à l'impôt sur les bénéfices puisqu'elle est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario. Elle est toutefois passible de paiements en remplacement de l'impôt, qui sont calculés de la même façon que l'impôt sur les bénéfices. En 2023, toutes les charges d'impôt d'OPG correspondaient à des paiements en remplacement de l'impôt. Aucune charge d'impôt importante n'a été payée ailleurs qu'au

Canada. Le groupe Fiscalité d'OPG est responsable des paiements en remplacement de l'impôt canadiens et de l'observation fiscale concernant les impôts indirects canadiens. Les processus et les contrôles d'OPG ont pour but de garantir la conformité d'OPG aux exigences fiscales. En 2023, OPG a respecté l'ensemble de ses obligations fiscales.

Résilience du modèle d'entreprise

OPG est chargée d'assurer une production d'électricité qui réponde aux besoins de l'Ontario en tout temps. La résilience d'OPG est donc essentielle à tout foyer ontarien et à toute entreprise ontarienne. Pour pouvoir la garantir, OPG doit soumettre son modèle d'entreprise à des tests rigoureux et en établir en tout temps le caractère sécuritaire. Dans un contexte de conditions météorologiques de plus en plus extrêmes et de cyberrisques en constante évolution, OPG doit faire preuve de vigilance afin de pouvoir parer aux dangers. Ainsi, la résilience est une composante névralgique de la culture d'entreprise, ce dont témoignent les différentes mesures de protection et initiatives éducatives.

La résilience des installations d'OPG est un aspect crucial de la résilience de l'entreprise. La gestion de l'infrastructure hydroélectrique repose sur une combinaison de modèles hydrologiques, de prévisions météorologiques, d'imageries satellitaires, de données météorologiques et d'autres outils pour gérer les niveaux d'eau, les débits d'eau et le stockage de l'eau. En outre, OPG continue d'investir dans de nouveaux systèmes de gestion des données et prévisionnels qui aident à adapter les stratégies de gestion de l'eau et à optimiser la production d'hydroélectricité. Ces mesures sont d'autant plus importantes dans un contexte de changements climatiques.

La protection des actifs nucléaires repose sur deux piliers : d'une part, des systèmes de sécurité robustes et redondants combinés à une préparation minutieuse aux situations d'urgence, conformément au présent rapport; d'autre part, une présence physique du personnel responsable de la sécurité qui veille en continu à la sécurité des activités et assure une surveillance constante de chacun des sites. OPG continue d'évaluer les risques et les occasions liés au climat afin de concevoir ses stratégies adaptées de renforcement de la résilience. La Société met à profit de sa collaboration avec d'autres intervenants du secteur pour concevoir des stratégies d'adaptation et élaborer des pratiques exemplaires sectorielles. En 2023, OPG a réalisé une analyse de scénarios climatiques (voir la section Pilier environnemental).

Cybersécurité

En 2023, les cybermenaces ont continué de gagner du terrain en tant que nouveau risque en constante évolution à l'échelle mondiale. OPG se prépare à parer aux cybermenaces en suivant sa Politique de cybersécurité et son approche en matière de gestion des risques, qui émanent du conseil d'administration. La politique du conseil d'administration vise à faire en sorte qu'OPG utilise les technologies de l'information et les technologies implantées dans ses centrales et dans ses infrastructures critiques de façon sécuritaire et fiable. Nous formons nos gens de façon à renforcer leur vigilance, et nos processus opérationnels sont mis à l'essai et actualisés en permanence dans le but d'accroître la résilience de l'organisation face aux cyberincidents. À cet effet, OPG a mis en place un solide programme de cybersécurité qui couvre des sujets tels que la surveillance continue, la mise à l'essai et les analyses comparatives. Le programme est mené conjointement avec des partenaires et des spécialistes externes.

OPG doit se conformer à la norme CSA N290.7:21, Cybersécurité pour les centrales nucléaires, une condition à l'octroi de son permis d'exploitation de centrales nucléaires. Pour assurer la fiabilité de son réseau, OPG applique également les normes sur la protection des infrastructures essentielles de la North American Electric Reliability Corporation. Le programme de cybersécurité d'OPG fait l'objet d'inspections réglementaires et d'audits internes et externes.

Étant donné le caractère dynamique, évolutif, de plus en plus complexe des menaces posées par les cyberattaques, les employés sont tenus de suivre des formations régulières sur la cybersécurité. Dans le cadre de ses activités, OPG investit en continu dans des ressources et des connaissances liées à la protection contre les cyberattaques, applique les meilleures pratiques et les normes les plus élevées en la matière et renforce globalement sa capacité de gestion de la cybersécurité.

Éthique commerciale

Le respect des valeurs d'OPG et la mise en place de normes éthiques élevées en ce qui concerne la conduite des employées ont une importance cruciale pour l'atteinte des objectifs de l'entreprise. À cet effet, OPG s'est dotée d'un code de conduite professionnelle (Code) et d'un code de conduite des fournisseurs (Code des fournisseurs) solides. Le Code est conforme aux Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme.

Le bureau du chef de l'éthique examine la politique sur le code de conduite professionnelle et le Code annuellement et aux trois ans, respectivement. Toute modification du Code entraîne l'offre d'une formation sur le Code pour les employés et pour le personnel élargi. Toute modification du Code est soumise à l'approbation préalable du comité d'audit et des risques du conseil d'administration.

En 2023, le bureau du chef de l'éthique a mis en place plusieurs améliorations du Code, notamment :

- Renforcement des mesures de lutte contre la corruption
- Amélioration du programme sur les dénonciateurs
- Clarification des lignes directrices sur la participation à des activités politiques
- Amélioration de la description des rôles et des responsabilités
- Mise en place de procédures de signalement détaillées, entre autres portant sur le signalement anonyme
- Resserrement des exigences en matière d'imputabilité des dirigeants, des administrateurs et des employés
- Clarification des conséquences d'une violation du Code
- Lignes directrices plus détaillées concernant les utilisations frauduleuses ou abusives du régime d'assurance collective.

En outre, les membres de la direction sont tenus de soumettre une fois par an des confirmations électroniques de leur conformité.

Les dénonciateurs sont protégés, et l'entreprise est soumise à l'interdiction de prendre une quelconque mesure disciplinaire visant un employé ayant dénoncé la violation d'une loi ou d'un règlement fédéral ou provincial. OPG encourage le signalement anonyme, qui peut se faire de diverses manières, notamment par l'entremise du Code, du site intranet, des sites d'OPG et d'autres plateformes. Les plaintes déposées au moyen de ces canaux de signalement anonyme, y compris par l'intermédiaire du service d'assistance téléphonique réservé aux dénonciateurs, bénéficient des mesures de protection mises en place. OPG interdit formellement toute forme de représailles exercées à l'égard d'employés qui ont effectué un signalement de bonne foi ou qui ont participé à un tel signalement.

OPG a mis en place un programme de conformité en matière de lutte contre la corruption qui est intégré à la gouvernance, aux contrats légaux et aux initiatives de formation et de sensibilisation. Ce programme facilite la gestion des risques liés à la collaboration, effective ou potentielle, avec des agents publics étrangers. Le Code et le Code des fournisseurs sont en concordance avec le programme de conformité en matière de lutte contre la corruption et le blanchiment d'argent et reflètent les objectifs globaux d'OPG.

En 2023, OPG a continué à utiliser Ecovadis, une plateforme qui évalue les fournisseurs clés d'après leurs pratiques écoresponsables, leur éthique, le caractère écoresponsable de leur processus d'approvisionnement, et la mesure dans laquelle ils respectent les droits des travailleurs et les droits de la personne, notamment au chapitre du travail forcé et du travail des enfants, comme il est décrit plus en détail dans la section Pleins feux sur la gestion de la chaîne d'approvisionnement.

Dans l'ensemble, OPG adhère aux normes les plus strictes de conduite éthique. Un comportement éthique non seulement instaure un climat de confiance, mais il aide OPG à attirer et à maintenir en poste le personnel, à augmenter son rendement financier et à s'affirmer en tant que chef de file sectoriel.

Gestion systématique des risques

Le Conseil d'administration d'OPG a adopté une Politique sur la gestion des risques de l'entreprise qui intègre l'évaluation des risques au processus décisionnel et qui favorise la réalisation effective des plans stratégiques et d'entreprise d'OPG. La Politique sur la gestion des risques de l'entreprise est incorporée au cadre de gestion des risques global de l'entreprise, dont l'application est surveillée par le comité d'audit et des risques du conseil d'administration.

Trimestriellement, la direction examine chaque unité fonctionnelle et chaque fonction, et répertorie les nouveaux risques et mesures d'atténuation, réévalue la gravité des risques existants et exclut les questions qui ne présentent plus de risque pour l'entreprise. Ce processus comprend l'élaboration de rapports trimestriels en matière de risque et de mises à jour du profil de risque de la Société qui sont approuvés par le comité directeur de gestion des risques, composé de représentants de la haute direction d'OPG, avant d'être diffusés auprès du conseil d'administration.

8.0



Rapport de gestion et états financiers consolidés



ONTARIO POWER GENERATION INC.
RAPPORT DE GESTION
31 DÉCEMBRE 2023



RAPPORT ANNUEL 2023

TABLE DES MATIÈRES

Énoncés prospectifs	69
La Société	71
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée	75
Faits saillants	79
Faits nouveaux importants	84
Activités de base et perspectives	88
Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable	104
Secteurs d'activité	117
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	119
Production nucléaire réglementée	119
Services nucléaires durables réglementés	120
Production hydroélectrique réglementée	121
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	122
Secteur Atura Power	123
Situation de trésorerie et sources de financement	124
Faits saillants du bilan	128
Méthodes et estimations comptables critiques	129
Gestion des risques	140
Opérations entre parties liées	157
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	158
Quatrième trimestre	159
Faits saillants financiers trimestriels	161
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR	163
 États Financiers Consolidés	
Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	166
Rapport de l'auditeur indépendant	167
États financiers consolidés	170
Notes des états financiers consolidés	176

ONTARIO POWER GENERATION INC.

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes d'Ontario Power Generation Inc. (OPG ou la Société) au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les 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 (CVMO) lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis plutôt que les Normes internationales d'information financière (IFRS). En septembre 2022, la CVMO a approuvé la dispense permettant à la Société de continuer d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1^{er} janvier 2027. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis*. Le présent rapport de gestion est daté du 7 mars 2024.

D'autres renseignements sur OPG, y compris la notice annuelle de la Société, sont accessibles sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.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, budgéter, 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, aux obligations liées 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 des centrales existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles centrales, aux acquisitions et à d'autres possibilités d'expansion, 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, aux politiques gouvernementales, à l'évolution continue du secteur et du marché de l'électricité en Ontario, au Canada et aux États-Unis (É.-U.), à l'application continue et au renouvellement des conventions d'approvisionnement en énergie (CAE) avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et d'autres accords pour les centrales à tarifs non réglementés, aux taux de change, aux prix des marchandises, aux tarifs de l'électricité des marchés de gros, 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, à la pandémie de COVID-19, 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, aux changements climatiques, aux changements technologiques, 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 programmes d'investissement dans l'énergie propre du gouvernement, aux prévisions de bénéfice, aux flux de trésorerie, au bénéfice avant intérêts, aux impôts sur les bénéfices et amortissement, à la marge brute, 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 :

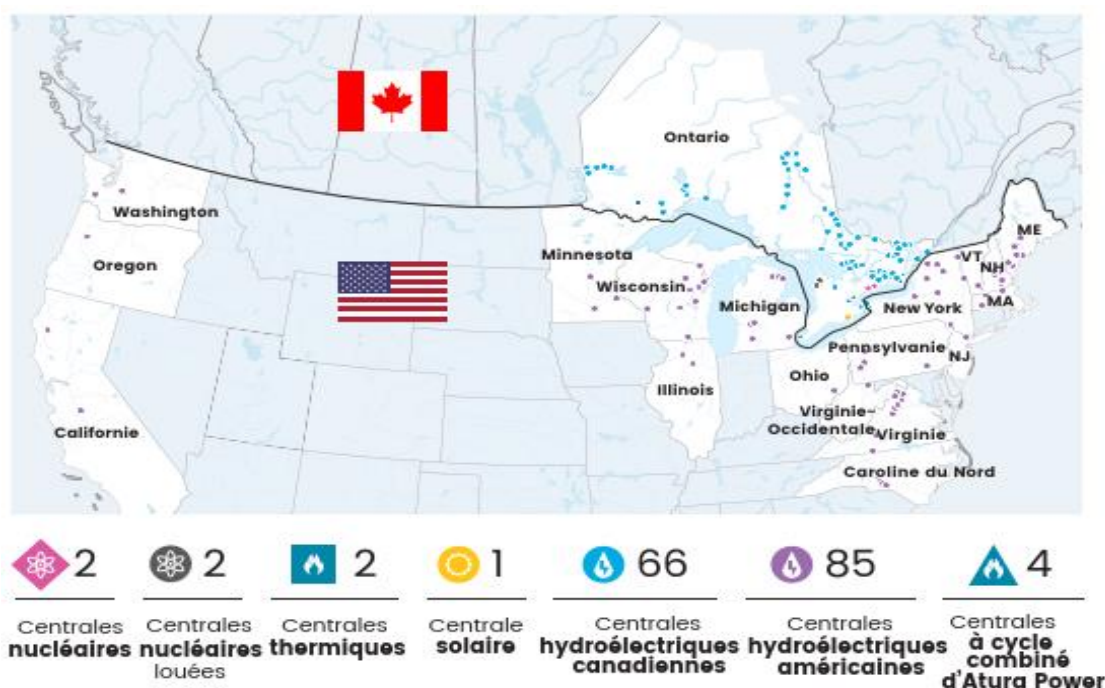
- Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement
- Marge brute

Pour une description de chaque mesure non conforme aux PCGR utilisée dans le présent rapport de gestion, 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 2023, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 18 236 mégawatts (MW).

Au 31 décembre 2023, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et quatre centrales alimentées au gaz à cycle combiné (« cycle combiné ») en Ontario, au Canada. Les centrales à cycle combiné sont des centrales alimentées au gaz naturel détenues et exploitées par l'intermédiaire d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive établie aux États-Unis, à savoir OPG Eagle Creek Holdings LLC (Eagle Creek), OPG détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 85 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2023. De plus, OPG détenait deux centrales nucléaires en Ontario, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B (les centrales nucléaires Bruce), qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (Bruce Power) qui les exploite.



Les revenus tirés des installations dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire sont comptabilisés à la valeur de consolidation. La quote-part revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production d'électricité des centrales 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 de gestion.

Les revenus 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 bâtir un avenir durable alimenté par notre électricité, nos idées et nos gens. La vision d'OPG est d'électrifier le quotidien en l'espace d'une génération. Les engagements de la Société en matière de lutte contre les changements climatiques, d'équité, de diversité et d'inclusion en milieu de travail ainsi que de réconciliation avec les peuples autochtones sous-tendent les objectifs stratégiques d'OPG. Les quatre impératifs d'entreprise représentent les secteurs dans lesquels OPG cherche à faire preuve d'excellence pour être en mesure d'atteindre ses objectifs stratégiques. OPG intègre des principes environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) à l'ensemble de sa stratégie d'entreprise et tient compte des facteurs ESG dans la conduite de ses affaires et la prise de décision.



Structure de présentation

Au 31 décembre 2023, OPG se composait des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Services nucléaires durables réglementés
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrats et autre
- Atura Power

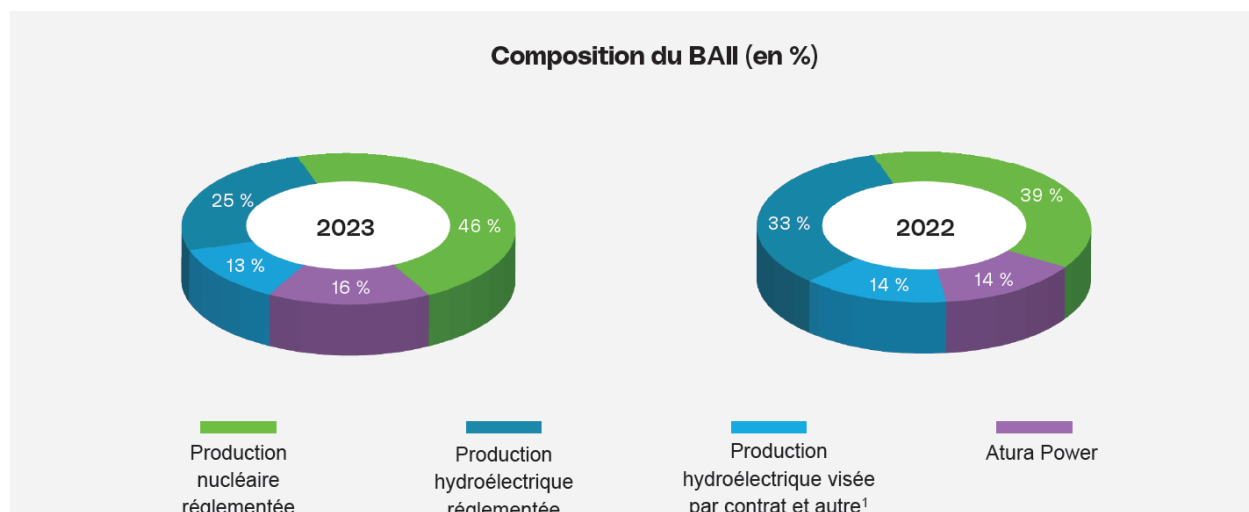
OPG obtient des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la majorité de ses centrales hydroélectriques en Ontario et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (collectivement, les installations visées par un règlement ou installations réglementées). Ces installations réglementées 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 d'activité Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. Les petits réacteurs modulaires (PRM) à l'emplacement du nouveau projet nucléaire de Darlington (NPND) sont également considérés comme des installations réglementées par la CEO. Les dépenses liées aux PRM à l'emplacement du NPND sont comprises dans le secteur Production nucléaire réglementée.

Le secteur Services nucléaires durables réglementés présente les résultats des activités de la Société liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des matières irradiées de faible activité et de moyenne activité (appelées déchets de faible activité et de moyenne activité), au déclasserement des centrales nucléaires d'OPG, à la gestion de l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de fonds distincts de gestion des déchets nucléaires (Fonds distincts nucléaires), et aux activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Les centrales non réglementées d'OPG présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre comprennent 12 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques et une centrale solaire situées en Ontario, qui sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Par l'intermédiaire d'Eagle Creek, ce secteur d'activité comprend également 85 centrales hydroélectriques, détenues et exploitées en propriété exclusive ou en copropriété, situées aux États-Unis.

Le secteur Atura Power présente les résultats des activités d'Atura Power, qui comprend un portefeuille de centrales à cycle combiné situées en Ontario. Le portefeuille comprend les centrales Napanee, Halton Hills, Portlands Energy Centre et Brighton Beach. Les centrales sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. En outre, le secteur comprend les dépenses d'Atura Power relatives aux projets de développement commercial, y compris à la production d'hydrogène faible en carbone, et aux systèmes de stockage d'énergie par batteries.

La composition du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices (BAII) d'OPG par secteur d'activité de production d'électricité se présentait comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :



¹ Comprend les revenus visés par contrat tirés des centrales hydroélectriques exploitées en vertu de CAE, lesquelles viennent à échéance de 2059 à 2067.

Une description détaillée des 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 :

(en MW)	2023	2022
Production nucléaire réglementée ¹	4 850	4 850
Production hydroélectrique réglementée	6 566	6 555
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ²	4 105	4 105
Atura Power	2 715	2 715
Total ³	18 236	18 225

¹ La capacité de production en service, au 31 décembre 2022, ne tient pas compte de l'unité 1 et de l'unité 3 de la centrale Darlington et, au 31 décembre 2023, elle ne tient pas compte de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Darlington. L'unité 1 et l'unité 4 ont été mises à l'arrêt pour réfection respectivement en février 2022 et en juillet 2023. L'unité 3, qui a été mise à l'arrêt pour réfection en septembre 2020, a été remise en service en juillet 2023. L'unité 3, l'unité 1 et l'unité 4 comptent chacune une capacité de production de 878 MW.

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.

³ La capacité de production en service représente la partie de la capacité installée (le niveau le plus élevé de production en MW qu'une unité de production peut maintenir indéfiniment dans des conditions normales, sans subir de dommages) qui n'a pas été mise hors service.

La capacité de production en service totale a augmenté de 11 MW au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022, en raison de l'achèvement du réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie (centrale Calabogie) en avril 2023. Pour obtenir un complément d'information sur le projet, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence des projets – Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie*.

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 situées 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 des 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 2022 au 31 décembre 2026 en vigueur à la date du présent rapport de gestion.

(\$/MWh)	2022	2023	2024	2025	2026
Production nucléaire réglementée					
Tarif de base réglementé ¹	104,06	107,79	103,48	102,85	111,33
Avenants tarifaires sur les comptes de report	1,16	1,25	1,15	5,34	7,58
Total du tarif réglementé	105,22	109,04	104,63	108,19	118,91
Production hydroélectrique réglementée					
Tarif de base réglementé	43,88	43,88	43,88	43,88	43,88
Avenants tarifaires sur les comptes de report	1,03	1,03	1,03	0,69	0,69
Total du tarif réglementé	44,91	44,91	44,91	44,57	44,57

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.

Tarifs de base réglementés

Les tarifs de base réglementés en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2022 ont été établis conformément à l'ordonnance relative au montant des paiements de janvier 2022 de la CEO, tenant compte des décisions de la CEO publiées au second semestre de 2021 concernant la demande tarifaire pour la période de 2022 à 2026 d'OPG. Les décisions prennent en compte l'approbation d'une entente de règlement entre OPG et les intervenants à l'égard de la plupart des questions comprises dans la demande (l'entente de règlement). Les tarifs réglementés pour la période de 2022 à 2026 soutiennent les activités résiduelles du projet de réfection de la centrale Darlington, les activités courantes de la centrale Pickering jusqu'aux dates de fermeture prévues et l'exploitation continue des centrales hydroélectriques réglementées. Les décisions de la CEO concernant la demande appuient également le projet de PRM à l'emplacement du NPND.

Les tarifs réglementés approuvés pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en supposant la poursuite des activités des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2025. Par suite de l'émission de l'ordonnance relative au montant des paiements en septembre 2022, la Province a annoncé qu'elle appuyait l'exploitation continue et sécuritaire des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'à la fin de septembre 2026 et, en décembre 2022, elle a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin d'exiger qu'OPG établisse un compte d'écarts pour suivre les revenus et les coûts supplémentaires associés à l'exploitation de ces unités entre le 1^{er} janvier 2026 et le 30 septembre 2026. L'utilisation du solde du compte fera l'objet d'un examen du critère de prudence et de l'approbation de la CEO dans une procédure ultérieure. Pour de plus amples renseignements sur le plan d'OPG concernant la poursuite des activités de la centrale Pickering, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence des projets – Réfection de la centrale Pickering* et à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

Tarifs de base réglementés des centrales nucléaires

Les tarifs de base réglementés pour la production d'électricité nucléaire d'OPG (tarifs de base réglementés des centrales nucléaires) entrés en vigueur le 1^{er} juin 2017 ont été fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie, s'il en est, 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 12 mois tout au long du projet de réfection de la centrale Darlington, 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 sont fondés sur les charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO et sur le rendement de la base tarifaire, diminués d'un facteur de productivité aux termes du cadre de réglementation incitative adapté. 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 de la CEO visant le montant des paiements versés de janvier 2022, un montant respectif de 19 millions de dollars et de 64 millions de dollars des besoins en revenus approuvés a été reporté en 2022 et en 2023 dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Aucun montant lié aux besoins en revenus tirés de la production nucléaire ne sera reporté sur la période de 2024 à 2026. 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. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, 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.

Tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, le tarif de base réglementé pour la production hydroélectrique réglementée d'OPG (tarif de base réglementé de l'hydroélectricité) pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 correspond au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021.

Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts

Généralement, les comptes de report et d'écarts réglementaires (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 comptes aident habituellement à atténuer les risques et incertitudes auxquels sont exposés l'entité réglementée et ses clients. Certains des comptes réglementaires de la CEO sont établis conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les revenus tirés, ou réduits, du recouvrement, ou du remboursement, des soldes des comptes

réglementaires ont été en grande partie contrebalancés par l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires correspondants comptabilisés aux bilans consolidés. La description des comptes réglementaires d'OPG figure à la note 6 des états financiers consolidés audités de 2023 d'OPG.

L'ordonnance visant le montant des paiements de la CEO de janvier 2022 liée à la demande tarifaire d'OPG pour la période de 2022 à 2026 a approuvé de nouveaux avenants tarifaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, visant à recouvrer ou à rembourser les soldes des comptes réglementaires au 31 décembre 2019.

En décembre 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue de l'utilisation des soldes des comptes de report et d'écarts au 31 décembre 2022, moins les montants dont le recouvrement ou le remboursement a déjà été approuvé, au moyen d'avenants tarifaires supplémentaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée. La demande porte également sur l'incidence attendue du programme de renouvellement du marché de la SIERE sur les centrales réglementées d'OPG. La CEO tiendra une audience publique afin de déterminer la décision à rendre relativement à la demande d'OPG. Pour plus de renseignements sur le programme de renouvellement du marché, se reporter à la rubrique *Gestion des risques*, sous *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Marchés de l'électricité*.

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. Au 31 décembre 2023, 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 ¹
Centrale Atikokan ²	Biomasse	10 ans	Juillet 2024
Brighton Beach GS ^{1,3}	Gaz naturel	10 ans	Juillet 2034
Centrale Lennox	Pétrole ou gaz naturel	7 ans	Avril 2029
Portlands Energy Centre ^{3,4}	Gaz naturel	25 ans	Avril 2034
Halton Hills GS ³	Gaz naturel	25 ans	Avril 2035
Centrale solaire Nanticoke	Solaire	20 ans	Mars 2039
Centrale Napanee	Gaz naturel	20 ans	Mars 2040
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 ⁵	Hydroélectrique	50 ans	Janvier 2064
Centrale Peter Sutherland Sr.	Hydroélectrique	50 ans	Mars 2067

¹ Tous les contrats sont assujettis à des CAE avec la SIERE, à l'exception de la centrale Brighton Beach qui est exploitée aux termes d'une convention d'approvisionnement en énergie avec Shell Energy North America (Canada) Inc. jusqu'en juillet 2024, date à laquelle une nouvelle CAE d'une durée de 10 ans conclue avec la SIERE entrera en vigueur.

² Des négociations visant la conclusion de nouvelles CAE avec la SIERE, qui entreront en vigueur après la date d'échéance contractuelle actuelle, sont en cours conformément à la lettre du ministère de l'Énergie de l'Ontario envoyée à la SIERE en 2021 et comme indiqué dans le nouveau rapport sur l'adéquation des ressources de la SIERE publié en août 2022.

³ En mai 2023, la SIERE a annoncé que ces centrales ont eu droit à un accroissement de leur capacité de production et, s'il y a lieu, à des prolongations de contrat. Pour obtenir un complément d'information, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

⁴ La CAE comprenait une option de prolongation pouvant être exercée par Atura Power ou la SIERE pour prolonger l'échéance initiale de cinq ans, qui a été accordée par la SIERE dans le cadre de l'accroissement de la capacité de production annoncé en mai 2023.

⁵ Ces centrales sont aussi connues sous le nom de centrales Lower Mattagami.

La majorité des actifs de production aux États-Unis et détenus par Eagle Creek dégagent des revenus d'une combinaison de contrats d'approvisionnement en énergie et en capacité sur les marchés de gros de l'électricité, dont un certain nombre de centrales dégagent des revenus dans le cadre de contrats d'approvisionnement en énergie et en capacité, dont les dates d'échéance vont de 2024 à 2043.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

La présente section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022. Une analyse du rendement d'OPG par secteur d'activité figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2023	2022
Revenus	7 434	7 349
Charges liées au combustible	974	1 105
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	3 136	2 929
Amortissement	1 071	1 124
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 178	1 136
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(1 057)	(1 031)
Autres gains, montant net	(66)	(84)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 198	2 170
Intérêts débiteurs, montant net	103	176
Charge d'impôts	336	343
Bénéfice net	1 759	1 651
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 741	1 636
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	18	15
<i>Production d'électricité (Twh) ²</i>	80,9	78,5
<i>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</i>	2 538	2 997
<i>Dépenses d'investissement ³</i>	2 829	2 564
<i>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité</i>		
Production nucléaire réglementée	1 056	797
Production hydroélectrique réglementée	576	677
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	288	285
Atura Power	356	302
Total des secteurs d'activité de production d'électricité	2 276	2 061
Services nucléaires durables réglementés	(110)	(93)
Autres	32	202
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 198	2 170

¹ A trait à la participation de 25 % d'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, aux participations respectivement de 15 % et de 5 % de sociétés en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation des Mississaugas de Credit dans Nanticoke Solar LP, et aux participations sans contrôle dans certaines centrales de production d'électricité aux États-Unis.

² 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.

³ Comprennent les variations nettes des montants à payer, mais excluent l'acquisition de la centrale hydroélectrique Koma Kulshan aux États-Unis en 2022 et l'acquisition en février 2023 de l'immeuble et des terrains environnants pour le nouveau siège social situés au 1908, Colonel Sam Drive, à Oshawa, en Ontario.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 1 741 millions de dollars en 2023, en hausse de 105 millions de dollars par rapport à celui de 2022. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a été de 2 198 millions de dollars pour 2023, en hausse de 28 millions de dollars par rapport à celui de 2022.

Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAI :

- Augmentation de 212 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée découlant de la hausse des tarifs de base réglementés pour la production nucléaire en vigueur en 2023 et de la hausse de 0,8 térawattheure (TWh) de la production d'électricité. La hausse de la production d'électricité s'explique surtout par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à la centrale Darlington, contrebalancé en partie par la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale Darlington pour toute la durée de sa réfection, qui a commencé en février 2022. Deux unités de la centrale Darlington ont simultanément fait l'objet de travaux de réfection depuis la mise hors service de l'unité 1.
- Une diminution de 80 millions de dollars de l'amortissement dans le secteur Production nucléaire réglementée, principalement attribuable aux montants comptabilisés comme étant recouvrables à partir des comptes réglementaires des clients liés aux écarts entre les hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering et celles reflétées dans les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire entrés en vigueur en 2023.
- Une augmentation de 68 millions de dollars des revenus autres que de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée attribuable en grande partie à la hausse des services d'enlèvement de tritium (détritiation) et aux ventes d'isotopes.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAI :

- Hausse de 149 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée découlant surtout de l'augmentation des charges de rémunération en raison de l'incidence sur les conventions collectives d'OPG de la décision rendue par la Cour supérieure de l'Ontario qui a jugé inconstitutionnelle la loi provinciale qui limite les augmentations de la rémunération des employés du secteur public de l'Ontario, et des décisions ultérieures de la CEO refusant la requête d'OPG visant l'établissement d'un compte d'écarts réglementaire pour comptabiliser l'incidence de ces coûts. La hausse des dépenses liées aux travaux de maintenance cycliques et aux autres travaux de maintenance prévus réalisés à la centrale Pickering en 2023 a également entraîné une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Pour obtenir un complément d'information sur les charges de rémunération, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*.
- Baisse de 101 millions de dollars du BAI du secteur Production hydroélectrique réglementée découlant surtout de l'incidence de la hausse des tarifs de l'électricité offerts sur les marchés sur les revenus de gestion de la congestion en 2022 et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration imputable surtout à une augmentation des charges de rémunération, comme il est présenté plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*.
- Baisse de 20 millions de dollars de la marge brute du secteur Atura Power attribuable à une augmentation des coûts de conformité liés aux émissions de gaz à effet de serre (GES) et à une diminution des paiements de capacité aux termes des CAE respectives découlant des interruptions non planifiées aux centrales Halton Hills et Portlands Energy Centre.

- Baisse de 18 millions de dollars des autres gains, montant net, en raison surtout du gain comptabilisé à la vente de certains locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, au quatrième trimestre de 2022, compensée en grande partie par la reprise d'un passif éventuel au quatrième trimestre de 2023 en vertu d'une entente de règlement liée à l'acquisition de centrales à cycle combiné conclue en 2021.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont diminué de 73 millions de dollars en 2023 par rapport à ceux de 2022, principalement en raison de la hausse des intérêts inscrits à titre de montants recouvrables auprès de clients dans des comptes réglementaires et de la hausse des intérêts attribuable à l'augmentation du solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de la Société.

La charge d'impôts pour 2023 a diminué de 7 millions de dollars par rapport à 2022. La baisse découle surtout de certains rajustements à la charge d'impôts, déduction faite de la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

Production d'électricité

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

(en TWh)	2023	2022
Production nucléaire réglementée	36,1	35,3
Production hydroélectrique réglementée	31,4	31,1
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ¹	5,2	5,5
Atura Power	8,2	6,6
Total de la production d'électricité d'OPG	80,9	78,5

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

La production totale d'électricité d'OPG a augmenté de 2,4 TWh en 2023, par rapport à 2022, principalement en raison de la hausse de la production d'électricité des secteurs Atura Power et Production nucléaire réglementée.

En 2023, la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée a augmenté de 0,8 TWh par rapport à celle de 2022. La hausse s'explique surtout par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à la centrale Darlington, contrebalancée en partie par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale Darlington pendant la durée de sa réfection, qui a commencé en février 2022. Deux unités de la centrale Darlington ont simultanément fait l'objet de travaux de réfection depuis la mise hors service de l'unité 1.

L'augmentation de la production d'électricité de 0,3 TWh du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2023, par rapport à 2022, résulte essentiellement de la hausse de la production d'électricité des centrales hydroélectriques de la région de Niagara attribuable à la baisse de la production perdue en raison d'une production excédentaire, contrebalancée en partie par la diminution de la production d'électricité découlant de la baisse des débits d'eau dans le nord-ouest de l'Ontario.

La diminution de la production d'électricité de 0,3 TWh du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre en 2023, par rapport à 2022, résulte principalement de la baisse des débits d'eau dans le nord-est de l'Ontario.

La production d'électricité du secteur Atura Power a augmenté de 1,6 TWh en 2023, par rapport à 2022, principalement en raison de la hausse de la demande d'électricité des centrales à cycle combiné.

En 2023, la demande d'électricité en Ontario déclarée par la SIERE s'est établie à 137,1 TWh, comparativement à 137,6 TWh en 2022, à l'exclusion des exportations d'électricité à l'extérieur de la Province. La baisse de la demande découle surtout de l'incidence des conditions météorologiques, compensée en partie par la hausse de l'activité économique.

La suroffre d'électricité sur le marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques et de certaines centrales nucléaires et d'autres ressources renouvelables connectées au réseau. La suroffre d'énergie de base en Ontario a été moins élevée en 2023 par rapport à celle de 2022. La production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 1,0 TWh en 2023 et de 1,6 TWh en 2022. L'incidence sur la marge brute de la perte de production aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été contrebalancée par l'incidence d'un compte réglementaire autorisé par la CEO. OPG n'a pas renoncé à la production d'électricité de ses centrales nucléaires en raison de la production excédentaire.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 538 millions de dollars en 2023, contre 2 997 millions de dollars en 2022. La diminution est principalement attribuable à la hausse des versements des acomptes provisionnels d'impôts sur les bénéfices et celle des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. La diminution a été compensée en partie par la hausse des revenus dans le secteur Production nucléaire réglementée.

Dépenses d'investissement

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

(en millions de dollars)	2023	2022
Production nucléaire réglementée – projet de réfection de la centrale Darlington	974	970
Production nucléaire réglementée – compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington	885	689
Production hydroélectrique réglementée	370	315
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ¹	313	339
Atura Power	148	138
Autre ²	139	113
Total des dépenses d'investissement ³	2 829	2 564

¹ Exclut l'acquisition de la centrale hydroélectrique Koma Kulshan aux États-Unis en 2022.

² Exclut l'acquisition en février 2023 de l'immeuble et des terrains environnants pour le nouveau siège social situés au 1908, Colonel Sam Drive à Oshawa, en Ontario.

³ Comprennent les variations nettes des montants à payer.

Les dépenses d'investissement totales ont augmenté de 265 millions de dollars en 2023, par rapport à celles de 2022, principalement en raison de la hausse des dépenses du secteur Production nucléaire réglementée.

Les dépenses d'investissement liées au projet de réfection de la centrale Darlington ont été similaires à celles de 2022.

Compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington, les dépenses d'investissement du secteur Production nucléaire réglementée ont augmenté de 196 millions de dollars en 2023, par rapport à celles de 2022. L'augmentation est essentiellement attribuable aux dépenses liées aux PRM à l'emplacement du NPND, aux dépenses à la station de traitement de l'eau à la centrale Darlington et aux dépenses liées au remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs, une composante des générateurs de vapeur des unités de la centrale Darlington. Pour plus de renseignements sur le NPND, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence des projets – Nouveau projet nucléaire de Darlington*. Pour plus de renseignements sur les principaux séparateurs-déshumidificateurs aux unités de la centrale Darlington, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

Les dépenses d'investissement du secteur Production hydroélectrique réglementée ont augmenté de 55 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. L'augmentation est essentiellement attribuable à la hausse des dépenses engagées dans le cadre du programme continu d'entretien cyclique des turbines et des générateurs des centrales

hydroélectriques en Ontario et à la hausse des dépenses engagées pour les travaux de réfection du barrage Frederick House Lake dans le nord-est de l'Ontario, qui ont commencé au deuxième trimestre de 2023. La hausse a été compensée en partie par la baisse des dépenses engagées dans le projet de remplacement des unités G1 et G2 de la centrale Sir Adam Beck I, qui a été mise en service en 2022, et dans le projet de réaménagement de la centrale Calabogie, qui a été mené à terme en 2023.

Les dépenses d'investissement du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre ont diminué de 26 millions de dollars en 2023, par rapport à 2022. La diminution découle surtout de la baisse des dépenses engagées pour le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long, étant donné que toutes les vannes ont été mises en service en 2023 et que le projet est passé aux activités de réfection et de fermeture de l'infrastructure. La diminution a été contrebalancée en partie par la hausse des dépenses liées à la poursuite du projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls.

Les dépenses d'investissement du secteur Atura Power ont augmenté de 10 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. L'augmentation est surtout attribuable aux dépenses d'investissement engagées pour l'aménagement du système de stockage d'énergie par batteries à la centrale Napanee (Napanee BESS). Pour plus de renseignements sur Napanee BESS, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants*, sous *Excellence des projets – Système de stockage d'énergie par batteries*.

Les dépenses d'investissement pour la catégorie Autre ont augmenté de 26 millions de dollars en 2023, par rapport à 2022, en raison de la hausse des dépenses engagées pour les systèmes de technologies de l'information et les mises à niveau.

Pour plus de renseignements sur les principaux projets de la Société, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence des projets*.

FAITS NOUVEAUX IMPORTANTS

Excellence des projets

Réfection de la centrale Pickering

En 2023, à la suite d'une demande de la Province en septembre 2022, OPG a réalisé une mise à jour de son analyse de faisabilité pour la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. Cette mise à jour reposait sur l'étendue prévue du projet de réfection. Par suite du dépôt de l'analyse de faisabilité d'OPG approuvée par le conseil d'administration (le conseil) en août 2023, la Province a annoncé, en janvier 2024, son soutien à OPG quant à la poursuite des prochaines étapes des travaux de réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. OPG réalisera ainsi certaines activités préalables à l'exécution, notamment des travaux d'ingénierie préliminaires et la passation de commandes de composantes à long délai de livraison. Le conseil a approuvé le budget d'environ 2 milliards de dollars lié à ces activités.

Pour plus de renseignements sur le plan de poursuite des activités de la centrale Pickering, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

Réfection de la centrale Darlington

Le 17 juillet 2023, par suite des activités de redémarrage réussies, l'unité 3 remise à neuf de la centrale Darlington a été connectée au réseau électrique plus tôt que prévu. La remise en service de l'unité 3 représentait une autre étape déterminante du plan d'OPG pour que la centrale Darlington continue de fournir à l'Ontario une source d'énergie rentable, propre et fiable pour encore au moins 30 ans. L'unité 3 fournit 878 MW de capacité de base de production d'électricité en Ontario.

Le 19 juillet 2023, OPG a amorcé la réfection de l'unité 4 de la centrale Darlington par le déchargement du combustible du réacteur, après avoir procédé à la mise à l'arrêt sécuritaire de l'unité. L'ilotage de l'unité 4, qui comprenait la séparation physique de l'unité des autres unités en exploitation à la centrale, a été mené à terme en octobre 2023, ce qui signifie la fin du premier volet important de la réfection de l'unité, à savoir le volet Fermeture, et le début du deuxième volet important, soit le volet Désassemblage. Le volet Désassemblage, qui prévoit le désassemblage et l'enlèvement des composantes du réacteur, est en cours. L'unité 4 devrait être remise en service en 2026.

La réfection de l'unité 1 a conclu le volet Désassemblage en avril 2023 et progresse comme prévu vers le troisième volet important, soit le volet Réassemblage, qui prévoit l'installation et le réassemblage des composantes du réacteur. L'unité 1 devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2025.

Les travaux de réfection de l'unité 1 et de l'unité 4 tiennent compte des avantages tirés de l'expérience des travaux de réfection de l'unité 2 et de l'unité 3, et d'autres améliorations stratégiques.

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

Nouveau projet nucléaire de Darlington

OPG poursuit la mise en œuvre du NPND avec pour objectif de déployer le premier PRM à l'échelle du réseau au Canada d'ici la fin de la décennie au moyen de la technologie du réacteur BWRX-300, qui est la conception sélectionnée. En juillet 2023, la Province a annoncé qu'OPG entreprendra un processus de planification et d'octroi de permis visant trois PRM supplémentaires au site du NPND, portant à quatre le nombre total de PRM prévus au site. En attente des approbations réglementaires pour la construction des unités, la capacité de production totale du NPND devrait atteindre environ 1 200 MW. Les dates de mise en service des trois PRM supplémentaires sont prévues au milieu des années 2030. Les petits réacteurs modulaires au site du NPND constitueront une nouvelle source d'énergie nucléaire propre qui contribuera à répondre aux besoins futurs du réseau d'électricité de l'Ontario en plus d'appuyer les objectifs en matière de changement climatique d'OPG.

Le NPND est actuellement à l'étape de la définition, qui comprend notamment des activités d'ingénierie détaillée, de planification de la construction, d'achat de matériaux à longs délais et d'aménagement du site. En novembre 2023, OPG a annoncé avoir conclu un partenariat avec Cameco, une société canadienne, Urenco USA (UUSA) et Global Nuclear Fuel-Americas LLC, des sociétés américaines, ainsi que le groupe Orano (Orano), une société française, en vue d'assurer l'approvisionnement en combustible pour le premier PRM au site du NPND. Aux termes de ces ententes, Cameco fournira de l'hexafluorure d'uranium (UF₆), Orano fournira une partie de l'uranium enrichi, UUSA fournira les services d'enrichissement de l'uranium requis et Global Nuclear Fuel-Americas LLC fournira des services de fabrication de combustibles et les services techniques connexes, ainsi que les assemblages de combustible.

Le permis pour la préparation de l'emplacement du NPND d'OPG approuvé par la CNSC vient à échéance en octobre 2031. En octobre 2022, OPG a présenté une demande de permis de construction à la CCSN pour le premier PRM sur le site du NPND. La première des deux audiences publiques de la CCSN concernant la demande d'OPG a eu lieu en janvier 2024 et portait sur l'applicabilité de l'évaluation environnementale du NPND à la technologie du réacteur BWRX-300 du PMR.

Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie

En 2023, OPG a mené à terme le réaménagement de la centrale Calabogie, située sur la rivière Madawaska, dans l'est de l'Ontario. Après l'achèvement des activités d'installation et de mise en service, l'unité 1 et l'unité 2 ont été mises en service en avril 2023, selon le budget modifié approuvé de 168 millions de dollars. Le projet remplacera la centrale originale et sera assorti d'une plus grande capacité de production qui utilisera de manière plus efficace le débit de la rivière. Ainsi, la capacité installée de la nouvelle centrale a doublé, pour s'établir à environ 11 MW. La centrale Calabogie est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Système de stockage d'énergie par batteries

En partenariat avec une filiale d'Ameresco Inc., Atura Power a conclu une entente visant la capacité avec la SIERE en vue de construire un système de stockage d'énergie par batteries d'une capacité de 250 MW pendant quatre heures à la centrale Napanee. Le projet a été sélectionné dans le cadre du processus d'approvisionnement accéléré à long terme de la SIERE, qui visait une nouvelle capacité de stockage d'électricité de 900 MW et qui a pris fin en 2023. Les travaux de construction devraient commencer en 2024, et la mise en service de la centrale devrait avoir lieu en 2026 aux termes d'une entente visant la capacité de 21 ans.

Les projets de développement d'Atura Power sont analysés plus en détail à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence des projets – Atura Power – Projets de développement*.

Excellence opérationnelle

Reconnaissance de la centrale Pickering par WANO

Au quatrième trimestre de 2023, OPG a organisé une visite du site de la centrale Pickering à laquelle a participé l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO). Par suite de cette visite, il a été établi que la centrale Pickering était exploitée selon les normes les plus élevées en matière de sécurité et de fiabilité. OPG s'est engagée à améliorer et à exploiter de manière continue ses centrales selon les plus hauts niveaux de rendement.

Alimenter la croissance de l'Ontario

En réponse au rapport sur les parcours de décarbonation de la SIERE publié en décembre 2022, la Province a publié le plan Alimenter la croissance de l'Ontario en juillet 2023. Le plan présente les mesures que la Province se propose de prendre en vue de répondre à la demande croissante d'électricité tout en assurant la transition vers un réseau électrique propre, dont plusieurs initiatives nécessitant la participation active d'OPG. Suivant la publication de ce plan, la Province a émis une lettre demandant à la SIERE de mettre en place plusieurs initiatives, notamment de collaborer avec OPG et Bruce Power afin d'élaborer une étude de faisabilité sur la production nucléaire future en Ontario. L'évaluation est en cours et elle devrait être soumise à la Province d'ici décembre 2024. OPG évalue également ses

emplacements afin de mieux cerner le potentiel des options de production futures, y compris la production nucléaire, tout en tirant parti des autres possibilités de croissance de l'économie. En outre, en réponse à ce plan, OPG poursuit la réalisation d'autres contrôles préalables de façon à déterminer le potentiel hydroélectrique élevé d'emplacements dans le nord de l'Ontario, tout en tissant des liens avec les collectivités autochtones.

Aux termes de l'évaluation de projet de stockage de longue durée pour l'accumulation par pompage hydroélectrique, en réponse au plan de la Province et à la lettre connexe destinée à la SIERE en juillet 2023, celle-ci a soumis, en septembre 2023, une évaluation coût/bénéfice du projet d'installation de stockage hydroélectrique par pompage Marmora de 400 MW à la Province. Le projet proposé, en partenariat avec OPG et Northland Power Inc., convertirait une mine de fer à ciel ouvert inactive dans l'est de l'Ontario en une installation de stockage hydroélectrique par pompage en vue de la production et du stockage d'électricité. OPG continue à collaborer avec Northland Power Inc. et la SIERE afin de cerner les occasions qui feront progresser le projet.

Conventions collectives

La convention collective d'un an entre le Power Workers Union (PWU) et OPG a pris fin le 31 mars 2022. Le 11 avril 2023, les membres du syndicat du PWU ont ratifié le renouvellement d'une convention collective de deux ans négociée par les parties, couvrant la période du 1^{er} avril 2022 au 31 mars 2024. En prévision de la fin de la convention collective actuelle, des négociations pour le renouvellement d'une nouvelle convention collective ont débuté en février 2024.

La convention collective de deux ans entre Society of United Professionals (Society) et OPG a pris fin le 31 décembre 2023. Le 16 décembre 2023, Society et OPG ont reçu la sentence arbitrale qui fixera la version définitive d'une convention collective de deux ans portant sur la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2025.

Pour plus de renseignements sur les conventions collectives de la Société, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles – Conventions collectives*.

Vigueur financière

Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124

La *Loi de 2019 visant à préserver la viabilité du secteur public pour les générations futures* (la loi 124), qui est entrée en vigueur le 8 novembre 2019, établit des limites aux augmentations de la rémunération des employés syndiqués et non syndiqués du secteur public de l'Ontario et s'applique à OPG. La loi 124 plafonne toute augmentation annuelle maximale des salaires et de la rémunération globale à 1 % sur une période de trois ans (la période de modération), sous réserve de certaines exceptions. Des syndicats et des organisations ont été nombreux à contester la constitutionnalité de la loi 124. Dans une décision rendue le 29 novembre 2022, la Cour supérieure de l'Ontario a conclu que la loi 124 était inconstitutionnelle et l'a déclarée nulle et sans effet (la décision de la Cour concernant la loi 124). Le 29 décembre 2022, le gouvernement ontarien a porté en appel la décision devant la Cour d'appel de l'Ontario, appel qui a été entendu en juin 2023. Le 12 février 2024, la Cour d'appel de l'Ontario a confirmé la décision du tribunal d'instance inférieure et déclaré que la loi 124 était inconstitutionnelle en ce qui concerne les employés syndiqués, mais constitutionnelle dans son application aux employés non syndiqués; elle a ainsi confirmé ces dispositions à la loi qui s'appliquent aux employés non syndiqués. Par suite de cette décision, la Province a annoncé son intention d'abroger la loi 124 dans son intégralité.

La convention collective de deux ans en vigueur entre le PWU et OPG qui vient à échéance le 31 mars 2024 n'était pas assujettie aux dispositions de la loi 124, étant donné qu'elle a été établie après que la décision de la Cour concernant la loi 124 a été rendue. La convention collective de deux ans entre la Société et OPG qui a pris fin le 31 décembre 2023 a été établie par une sentence arbitrale rendue en décembre 2021 et couvrait les deux premières années de la période de modération de trois ans en vertu de la loi 124. Le 8 mai 2023, l'arbitre a rendu une décision modifiant cette convention collective afin d'augmenter la rémunération conformément à la décision de la Cour concernant la loi 124.

Les tarifs réglementés approuvés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en fonction des coûts prévus en supposant l'application de la loi 124. Le 1^{er} mars 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'établir un compte d'écarts pour comptabiliser et compenser les répercussions des charges de rémunération des centrales nucléaires découlant de la décision du tribunal concernant la loi 124, sous réserve d'un examen et de la cession futurs par la CEO. Le 27 juin 2023, la CEO a rendu une décision et une ordonnance refusant la requête d'OPG. Le 17 juillet 2023, OPG a déposé une requête devant la CEO lui demandant de revoir la décision de juin 2023, laquelle a été réaffirmée par la CEO dans une décision rendue le 24 octobre 2023. Par conséquent, OPG ne peut pas comptabiliser les répercussions sur les charges de rémunération de la décision du tribunal concernant la loi 124 dans le compte d'écarts proposé. L'incidence de la décision de la Cour concernant la loi 124 sur les conventions collectives d'OPG de même que les décisions de la CEO ont entraîné une hausse des charges de rémunération d'environ 120 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Crédits d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre du gouvernement fédéral

En mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé le remboursement de certains crédits d'impôt à l'investissement (CII), dans le cadre du budget de 2023, y compris un CII dans l'électricité propre remboursable de 15 %, un CII dans les technologies propres remboursable de 30 % et un CII dans l'hydrogène propre remboursable entre 15 % et 40 % pour certains investissements admissibles. Le CII dans l'électricité propre sera à la disposition des entités exemptées de l'impôt fédéral, notamment OPG. Les entités d'OPG imposées au niveau fédéral effectuant des investissements admissibles auront droit au CII dans les technologies propres et au CII dans l'hydrogène propre. Certains projets d'énergie propre sont admissibles aux CII jusqu'en 2034 inclusivement, sous réserve de certaines conditions. Les investissements admissibles dans de nouveaux projets, notamment les PRM et les réacteurs nucléaires à grande échelle, la production hydroélectrique, certains systèmes fixes de stockage de l'électricité, y compris le stockage d'énergie par batteries et le stockage hydroélectrique par pompage, et la réfection d'installations existantes pourraient entre autres être admissibles au CII dans l'électricité propre. Certains projets d'entités assujetties à l'impôt sur le revenu fédéral sont admissibles à un CII dans les technologies propres et certains projets de production d'hydrogène propre, à un CII dans l'hydrogène propre. OPG continue de suivre les développements liés aux CII du gouvernement fédéral, y compris les nouveautés législatives.

Acquisition de Lightstar Renewables LLC

Le 31 janvier 2024, OPG, par le biais d'Eagle Creek, a acquis une participation de 100 % dans Lightstar Renewables LLC, un concepteur, propriétaire et exploitant d'actifs solaires communautaires aux États-Unis. La Société est en voie de finaliser la répartition du prix d'acquisition. L'acquisition élargira les activités de production d'énergie renouvelable de base d'Eagle Creek au-delà des activités hydroélectriques, conformément à la stratégie d'OPG visant à élargir son portefeuille d'énergie propre.

ACTIVITÉS DE BASE ET PERSPECTIVES



Excellence opérationnelle

La production, de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement, d'électricité fiable et économique à partir des actifs de la Société, par un personnel très compétent et engagé, témoigne de l'excellence opérationnelle d'OPG. La santé et 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 2023 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Activités nucléaires

OPG poursuit des initiatives visant à optimiser la durée de vie sécuritaire et fiable de la centrale Pickering et à atteindre une performance optimale durable à la centrale Darlington, y compris pour sa durée d'exploitation suivant les travaux de réfection. OPG met aussi l'accent sur l'accroissement de la production d'électricité de ces centrales nucléaires, en poursuivant l'amélioration de la fiabilité des centrales et en optimisant la planification et la mise en œuvre des interruptions et des projets. OPG cherche à maximiser les activités liées à la maintenance et aux projets de l'ensemble de son portefeuille de centrales nucléaires, et à en faire une priorité, en tirant profit des avancées dans les outils de surveillance et de diagnostic en vue d'améliorer l'évaluation de la condition des actifs. L'établissement d'objectifs de rendement ambitieux d'après une analyse comparative exhaustive et la prise en compte de l'environnement d'exploitation des centrales nucléaires demeurent au centre de la stratégie d'OPG visant à soutenir ces objectifs et à assurer une performance financière constante et solide du secteur Production nucléaire réglementée.

La CCSN publie un rapport annuel sur la surveillance réglementaire et la performance en matière de sécurité des centrales nucléaires. Dans ce rapport, sont évalués la conformité aux exigences réglementaires des titulaires de permis et le respect des attentes dans les domaines comme l'efficacité humaine, la radioprotection et la protection de l'environnement, ainsi que la gestion des urgences et la protection contre les incendies aux centrales nucléaires et aux installations de gestion des déchets situées au Canada. Le dernier rapport annuel, pour l'année 2022, a été publié par la CCSN au quatrième trimestre de 2023. Dans le rapport de 2022 de la CCSN sur le rendement d'OPG en matière de sûreté nucléaire, le personnel de la CCSN a déterminé que, pour 13 des 14 domaines de contrôle et de sûreté du secteur Services nucléaires durables réglementés de la centrale Darlington et de la centrale Pickering et l'ensemble des 14 domaines de contrôle et de sûreté des installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western, les attentes étaient respectées. OPG a consacré davantage de ressources en 2023 afin de mettre en place des mesures correctrices pour s'assurer que le rendement réel est conforme aux attentes aux centrales Darlington et Pickering pour l'élément de contrôle et de sécurité qui ne répondait pas aux attentes.

En novembre 2020, la CCSN a approuvé un document d'application de la réglementation intitulé *REGDOC-2.2.4 : Aptitude au travail, tome II : Gérer la consommation d'alcool et de drogues*, version 3 (REGDOC 2.2.4) à utiliser dans les sites nucléaires canadiens à sécurité élevée, avec prise d'effet le 22 janvier 2021. Le document d'application de la réglementation énonce les exigences pour gérer l'aptitude au travail des travailleurs en ce qui a trait à la consommation d'alcool et de drogues y compris les tests de dépistage d'alcool et de drogues pour les travailleurs occupant des postes jugés essentiels et importants sur le plan de la sécurité. En juillet 2021, OPG a mis en place une politique d'aptitude au travail relative à l'usage d'alcool et de drogues qui intégrait les exigences du REGDOC 2.2.4, à l'exception des tests de dépistage aléatoire pour les travailleurs occupant des postes jugés importants sur le plan de la sécurité, qui devaient commencer le 22 janvier 2022. Le 21 janvier 2022, à la suite d'une demande d'injonction déposée par les syndicats représentant les travailleurs du secteur nucléaire, la Cour fédérale du Canada a ordonné la suspension des tests de dépistage aléatoires et des tests préalables à l'affectation en vertu du REGDOC 2.2.4, et l'interdiction, pour OPG, de

continuer d'avoir recours à ce type de tests, en attendant la décision finale concernant la demande de contrôle judiciaire des syndicats, qui a été rendue en décembre 2022.

Le 6 juin 2023, la Cour fédérale du Canada a endossé l'initiative de la CCSN visant à exiger des tests préalables et des tests aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues des travailleurs occupant des postes jugés importants, tel que le prescrit le REGDOC 2.2.4. Ces exigences font en sorte que le Canada se conforme aux pratiques exemplaires internationales pour l'exploitation de centrales nucléaires à sécurité élevée. Par suite des décisions du tribunal, la CCSN a demandé à OPG et à d'autres titulaires de permis de mettre en place les tests de dépistage au plus tard le 1^{er} décembre 2023. Le 11 juillet 2023, le PWU et Society ont déposé une requête afin de faire appel de la décision du 6 juin 2023 de la Cour fédérale, ainsi qu'une requête visant à faire suspendre l'application de tests préalables et de tests aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues en attendant l'issue de l'appel. Le 27 octobre 2023, la requête en sursis a été accordée par la Cour fédérale, de sorte que les titulaires de permis ne sont pas autorisés à appliquer des tests préalables et des tests aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues en attendant l'issue finale de l'appel, qui a été entendu en janvier 2024.

Centrale Pickering

Le plan d'OPG visant à optimiser la fin de l'exploitation de la centrale Pickering tient compte de l'exploitation des unités 1 et 4 jusqu'à la fin respectivement de septembre 2024 et de décembre 2024, et de l'exploitation des unités 5 à 8, jusqu'à la fin de septembre 2026, avant le début des travaux de réfection prévus, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires de la CCSN. En juin 2023, OPG a soumis une demande auprès de la CCSN visant la poursuite des activités des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'en 2026. En lien avec cet objectif, OPG continue de réaliser d'autres analyses et inspections techniques pour confirmer l'aptitude fonctionnelle des canaux de combustible et d'autres composantes importantes de la centrale à l'appui des dates prévues de fin de vie de la centrale, notamment la confirmation de la validité du bilan périodique de la sûreté. Le bilan périodique de la sûreté, qui se veut une évaluation exhaustive de la conception et de l'exploitation de la centrale, avait confirmé le niveau de sûreté élevé tout au long de l'exploitation continue de la centrale jusqu'en 2024. OPG a soumis à la CCSN le rapport d'évaluation sur les enjeux à l'échelle mondiale (Global Issues Assessment Report) visant les PRM en mai 2023. Le plan de mise en œuvre intégré connexe renferme de nouvelles mesures soutenant l'exploitation des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'en 2026. L'exploitation des unités de la centrale Pickering après le 31 décembre 2024 est assujettie à l'obtention de l'approbation réglementaire de la CCSN, dans le cadre d'une audience publique prévue en juin 2024. Des travaux de planification sont en cours afin de déterminer les activités de réfection aux unités 5 à 8 pouvant être réalisées en vertu du permis d'exploitation actuel de la CCSN à la centrale Pickering, qui est valide jusqu'au 31 août 2028.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2023, OPG a modifié les hypothèses comptables sur les fins de vie des unités 5 à 8 de la centrale Pickering entre 2024 et 2070, en tenant compte des résultats de la nouvelle analyse de faisabilité des travaux de réfection approuvée par le conseil d'administration en août 2023 et de l'annonce faite par la Province en janvier 2024 afin de permettre à OPG de passer aux prochaines étapes de la réfection de ces unités. Une augmentation correspondante de 160 millions de dollars a été comptabilisée au titre des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les passifs nucléaires) et des coûts associés à la mise hors service d'immobilisations corporelles capitalisés dans la valeur comptable des actifs au 31 décembre 2023. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice net de 2023 d'OPG et ne devraient pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net de 2024, l'incidence connexe sur les charges devant être largement compensée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO.

OPG continue de réaliser des investissements stratégiques pour garantir la performance de la centrale Pickering, avec l'objectif d'améliorer sans cesse la fiabilité de l'équipement et de maximiser la production d'électricité, notamment par des modifications à l'équipement et des améliorations de la fiabilité des 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.

Centrale Darlington

OPG continue de faire des investissements dans la centrale Darlington pour s'assurer que l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale se poursuit et pour la positionner de façon à ce qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Outre la réfection en cours des unités de la centrale, ceux-ci 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. OPG a continué à faire progresser un certain nombre de projets à la centrale Darlington en 2023, notamment :

- la mise en service définitive réussie de la première génératrice d'urgence, ce qui accroît la fiabilité des systèmes d'alimentation électrique d'urgence sur la durée de vie de la centrale;
- la réalisation des interconnexions requises pour approvisionner en eau déminéralisée les unités d'exploitation de la centrale Darlington à partir de la station de traitement de l'eau dans le cadre du cycle opérationnel afin de garantir la fiabilité des activités sur la durée de vie de la centrale.

Selon les résultats des inspections planifiées des unités de la centrale Darlington, OPG a constaté que les principaux séparateurs-déshumidificateurs, une composante des générateurs de vapeur, devaient être remplacés sur toutes les unités pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des activités pour toute la durée de vie prolongée de la centrale. Les principaux séparateurs-déshumidificateurs doivent fournir une valeur sèche de qualité à la turbine en aval. Chaque unité de la centrale Darlington comporte quatre générateurs de vapeur, et chaque générateur de vapeur est assorti de 104 séparateurs-déshumidificateurs principaux. Le budget global du projet de remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs des deux premiers générateurs de vapeur de l'unité 3, qui a été mené à terme en juillet 2023, et le remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs de l'unité 1 et de l'unité 4, qui est en cours et respecte l'échéancier global du projet, est de 380 millions de dollars. Au 31 décembre 2023, les dépenses d'investissement cumulatives pour le projet s'élevaient à 182 millions de dollars. Les travaux visant l'unité 2 et les derniers générateurs de vapeur de l'unité 3 devraient être réalisés lors d'un projet futur.

En avril 2023, suivant un processus de requête à la CCSN, y compris un ensemble d'audiences publiques, la CCSN a annoncé le renouvellement du permis d'exploitation d'OPG visant l'installation de gestion des déchets Darlington du secteur Services nucléaires durables pour une période de 10 ans valide jusqu'au 30 avril 2033.

Examen par le gouvernement fédéral de la politique portant sur les déchets radioactifs au Canada

En novembre 2020, le gouvernement du Canada a lancé un processus en deux volets afin d'examiner et de moderniser la politique canadienne en matière de gestion sécuritaire des sous-produits nucléaires canadiens. Le premier volet consistait à examiner l'actuelle politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada, avec la participation du public et dans le but d'assurer que le cadre est conforme aux normes internationales et aux pratiques exemplaires. Le second volet consistait à élaborer la stratégie canadienne intégrée en matière de gestion sécuritaire des déchets irradiés, en particulier des déchets irradiés de faible activité et de moyenne activité, qui, à la demande du gouvernement fédéral, a été dirigée par la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN).

En mars 2023, Ressources naturelles Canada a publié la politique en matière de gestion des déchets radioactifs et de déclassement, dans sa version modernisée. La politique établit la vision du gouvernement fédéral concernant la gestion des déchets radioactifs et le déclassement des centrales nucléaires, dont la principale priorité est de protéger la santé, la sûreté et la sécurité des personnes et de l'environnement. Dans le cadre de cette vision, la politique préconise que les principaux éléments de l'infrastructure canadienne de gestion des déchets radioactifs soient en place d'ici 2050. Voici quelques priorités de la politique :

- S'assurer de la collaboration des propriétaires et des producteurs de déchets dans la planification et l'élaboration de solutions à long terme optimisant les approches en matière de gestion des déchets radioactifs et de déclassement, y compris au moyen d'une stratégie intégrée pour les déchets radioactifs du Canada, en

tenant compte des technologies émergentes, notamment les PRM, et des directives internationales, le cas échéant.

- Assurer une participation réelle des Autochtones, promouvoir la réconciliation avec eux et travailler en collaboration avec eux sur des enjeux concernant la gestion des déchets radioactifs et le déclassé par la mise en œuvre notamment de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*.
- Garantir un financement adéquat par les propriétaires et les producteurs de déchets pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.
- S'assurer que la production de déchets radioactifs est réduite de façon sécuritaire par le biais de pratiques de déclassé et d'exploitation appropriées, notamment le recyclage et la réutilisation des matériaux, et que les centrales sont mises hors service selon un échéancier approprié de manière à réduire le fardeau des générations futures.

Le 30 juin 2023, la SGDN a soumis une stratégie intégrée en matière de gestion des déchets radioactifs afin qu'elle soit examinée par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles du Canada. Le 5 octobre 2023, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a émis une déclaration publique indiquant qu'il approuvait cette stratégie. La stratégie met l'accent sur des recommandations aux fins de la planification de gestion des déchets au Canada, notamment les déchets de faible activité et de moyenne activité, et une très petite quantité de déchets de haute activité autres que le combustible. La SGDN recommande que les déchets de faible activité soient stockés dans des installations de gestion des déchets près de la surface qui seront mises en place par les producteurs et les propriétaires de déchets, et que les déchets de moyenne activité et une très petite quantité de déchets de haute activité autres que le combustible soient stockés dans un dépôt géologique central en profondeur qui sera mis en place par la SGDN. La stratégie prévoit que la SGDN préparera un plan détaillé définissant un processus consensuel en vue de sélectionner un emplacement approprié pour ce dépôt géologique en profondeur, y compris la stratégie d'engagement et l'approche en matière de financement, en tenant compte de l'expérience et des leçons tirées de la mise en œuvre d'autres processus de sélection de sites pour les centrales nucléaires. Ce processus de sélection du site sera distinct des travaux continus de la SGDN liés au plan de préparation du site destiné au stockage du combustible irradié au Canada. Ces recommandations sont conformes aux hypothèses conceptuelles liées à la stratégie d'élimination à long terme sous-jacentes aux estimations actuelles d'OPG au titre des obligations liées à la gestion de ses déchets de faible activité et de moyenne activité. OPG entend amorcer un processus de consultation ouvert à l'échelle de la province afin de localiser des collectivités pour l'élimination des déchets de faible activité en 2024.

Production d'électricité renouvelable

Au 31 décembre 2023, le portefeuille de centrales de production d'électricité renouvelable d'OPG comprenait 54 centrales hydroélectriques réglementées, 12 centrales hydroélectriques non réglementées et une centrale solaire, toutes situées en Ontario, et, par le biais d'Eagle Creek, 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 centrales de production de manière sécuritaire, fiable, efficace et rentable, ainsi que l'accroissement de la production du portefeuille des centrales et la réalisation du potentiel d'accroissement de leur capacité de production. 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, améliorer le niveau de performance opérationnelle et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique. La Société évalue également les possibilités de poursuivre l'élargissement de son portefeuille de centrales de production d'énergie 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 de la Société, les plans d'OPG relatifs à l'optimisation de la valeur de son portefeuille de centrales sont souvent 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 périodique des générateurs, des transformateurs et des dispositifs de contrôle existants (appelés travaux d'entretien). OPG cherche également des possibilités d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où cela est faisable et économiquement réalisable. Pour soutenir des activités efficaces et assurer le maintien d'un niveau de sécurité élevé, OPG a également élaboré des programmes exhaustifs pour déterminer, prioriser et réaliser les travaux de réparation, de réfection ou de remplacement requis des structures hydroélectriques civiles. OPG cherche à améliorer la surveillance et la gestion de la fiabilité de l'équipement ainsi que la présentation d'informations connexes afin de soutenir les programmes d'entretien des actifs axés sur l'état des centrales.

Dans le cadre des efforts déployés pour la réfection de ses centrales hydroélectriques, la Société continue de mettre en œuvre un programme d'entretien des turbines et des générateurs des centrales à l'échelle l'Ontario. En 2023, les activités liées à ce programme comprenaient ce qui suit :

- l'achèvement des travaux d'entretien du groupe électrogène de l'unité 5 de la centrale Otto Holden afin d'assurer la fiabilité de ses activités pour les quelque 30 prochaines années;
- l'achèvement des travaux d'entretien et de mise à niveau de l'unité 4 de la centrale Barrett Chute afin d'assurer la fiabilité de ses activités pour les quelque 30 prochaines années;
- la réalisation des travaux d'entretien de l'unité 1 de la centrale Barrett Chute;
- la poursuite des travaux d'entretien à l'unité 9 de la centrale R.H. Saunders et à l'unité 2 de la centrale Otter Rapids.

En outre, en 2023, la Société a terminé la réfection de l'infrastructure en béton à la centrale Otto Holden ainsi que le remplacement de la superstructure des vannes de vidange à la centrale Chenaux. Les travaux de construction liés au remplacement des vannes de tête existantes de la centrale Sir Adam Beck II, à la réfection du barrage Frederick House Lake, à la réfection de l'infrastructure en béton de la centrale R.H. Saunders et à la construction du Otter Rapids Project Camp progressent également, ce qui favorisera l'efficacité des travaux d'entretien des centrales dans les régions éloignées du nord de l'Ontario.

OPG assure la coordination avec différents organismes gouvernementaux, municipalités, partenaires autochtones et parties prenantes de la collectivité et collabore avec ceux-ci pour s'assurer que les réseaux hydrographiques sur lesquels la Société exerce ses activités sont gérés de manière sécuritaire et efficace, tout en répondant aux besoins en matière de production d'électricité. Au printemps 2023, certaines rivières de l'Ontario ont vu leurs débits et leurs niveaux d'eau augmenter en raison d'un stock neigeux plus élevé que la normale et de températures plus chaudes en avril 2023, donnant lieu à une fonte des neiges soudaine et importante. Cette situation a notamment causé une crue des eaux significative de la rivière des Outaouais durant cette période. OPG a géré cette situation de manière sécuritaire et efficace en portant une attention particulière au barrage et à la sécurité de la population.

Activités thermiques

Le portefeuille de centrales thermiques d'OPG comprend une centrale alimentée au diesel et au gaz naturel, une centrale alimentée à la biomasse et quatre centrales à cycle combiné exploitées par l'entremise d'Atura Power.

Ces centrales, qui fonctionnent généralement en tant qu'installations à capacité de pointe ou à cycle réparti, conformément à leur CAE conclue avec la SIERE ou à d'autres contrats à long terme, sont des composantes importantes aux fins du maintien de la fiabilité actuelle et future du réseau d'électricité de l'Ontario. Elles fournissent au réseau la souplesse requise pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau, et permettent la production de diverses sources renouvelables, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

En mai 2023, la SIERE a annoncé les résultats de son processus d'approvisionnement visant à générer un accroissement de la capacité des centrales existantes liées par contrat et la conclusion d'un nouveau contrat de 10 ans visant la centrale Brighton Beach d'Atura Power, notamment des accroissements de la capacité. Les centrales Portlands Energy Centre et Halton Hills du secteur Atura Power ont obtenu des accroissements de leur capacité et des prolongations de contrat. Les accroissements de la capacité de ces centrales devraient entrer en vigueur en 2025.

Au 31 décembre 2023, les contrats des centrales du secteur Atura Power sont assortis des modalités et des capacités de production suivantes :

Centrale	Date d'échéance contractuelle initiale	Date d'échéance contractuelle actuelle	Capacité en service actuelle (MW) ¹	Accroissement moyen de la capacité (MW)
Centrale Brighton Beach ²	Juillet 2024	Juillet 2034	570	42,5
Portlands Energy Centre ³	Avril 2029	Avril 2034	562	50,0
Centrale Halton Hills	Août 2030	Avril 2035	683	31,5
Centrale Napanee	Mars 2040	Mars 2040	900	-

¹ La capacité de production en service actuelle exclut l'accroissement de la capacité moyenne.

² La centrale continuera d'être exploitée aux termes d'une convention d'approvisionnement en énergie avec Shell Energy North America (Canada) Inc. jusqu'en juillet 2024, date à laquelle une nouvelle CAE d'une durée de 10 ans conclue avec la SIERE entrera en vigueur.

³ La CAE comprend une option de prolongation qui peut être exercée par Atura Power ou la SIERE pour reporter l'échéance contractuelle initiale de cinq ans, qui a été accordée dans le cadre de l'accroissement de la capacité de production.

La stratégie d'exploitation des centrales thermiques d'OPG consiste à assurer leur disponibilité afin qu'elles puissent répondre aux besoins du réseau d'électricité et optimiser le rendement sur la durée d'utilité restante prévue des actifs, en réinvestissant dans les centrales tout en respectant les contraintes techniques, réglementaires et contractuelles, dans l'attente de pouvoir réaliser un rendement financier approprié. Pour soutenir ces objectifs, la planification des interruptions des centrales thermiques tire profit de la souplesse de programmes de gestion des actifs en vue de donner la priorité aux risques liés à l'équipement et d'optimiser le calendrier du programme de travaux.

Accroître l'efficacité opérationnelle

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 continue de s'appuyer sur les gains d'efficacité réalisés à ce jour en misant sur les investissements dans la technologie et l'innovation, les améliorations aux processus d'affaires et aux modèles de prestation de services internes, les initiatives de sourcing stratégiques, l'optimisation des espaces de travail et les stratégies de recrutement. Des stratégies d'amélioration de la performance en matière de coûts et de capacité organisationnelle sont 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 de cibles à l'échelle de l'entreprise, établies dans le but d'assurer la rentabilité des activités courantes tout en soutenant la croissance de la Société et les stratégies de transformation et en gérant les risques. La réalisation de ces objectifs repose sur une main-d'œuvre hautement qualifiée, très performante, diversifiée et mobilisée. OPG continuera de revoir le modèle des coûts d'exploitation et ses stratégies d'affaires à l'appui alors qu'elle entame une période où de nombreux projets sont prévus afin de soutenir la transition énergétique et les besoins futurs en électricité, y compris le NPND et la réfection prévue des unités 5 à 8 de la centrale Pickering.

OPG poursuit la mise en œuvre d'une stratégie à l'échelle de l'entreprise de manière à harmoniser l'infrastructure numérique de la Société avec ses objectifs stratégiques et à favoriser la croissance de la valeur découlant des investissements dans les technologies. La stratégie met l'accent sur la mise en œuvre d'une infrastructure de technologie de l'information évolutive, l'amélioration de la mobilité, de la connectivité et de la collaboration, la simplification du soutien aux services des technologies de l'information, l'intégration accrue de technologies

d'intelligence artificielle et d'automatisation, la protection des actifs numériques et l'amélioration de la gestion des données et de la capacité analytique. Les objectifs de la stratégie sont d'augmenter la productivité sur le terrain et dans les bureaux, d'améliorer la fiabilité des équipements et la performance des centrales, d'accroître la souplesse organisationnelle, de renforcer la cybersécurité et de réduire les coûts d'exploitation.

Actifs détenus en vue de la vente

En juillet 2023, Eagle Creek a conclu des ententes visant la vente de 22 centrales hydroélectriques d'une capacité totale d'environ 47 MW dans un certain nombre de régions des États-Unis, ainsi que de deux réservoirs de stockage dans le Midwest américain, dans le cadre de la stratégie de la Société visant à optimiser le portefeuille de centrales hydroélectriques aux États-Unis. Les transactions devraient se clôturer en 2024.

Achat et vente de biens immobiliers

En octobre 2022, OPG a vendu certains immeubles situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario, dans le cadre d'une stratégie immobilière d'entreprise visant à réduire et à optimiser son empreinte immobilière existante. Au quatrième trimestre de 2022, OPG a comptabilisé un gain après impôts à la vente d'environ 111 millions de dollars, y compris l'incidence des rajustements apportés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En juin 2023, sous réserve du respect de certaines conditions, un paiement supplémentaire a été obtenu lors de la vente et un gain après impôts supplémentaire d'environ 23 millions de dollars a été comptabilisé.

En février 2023, OPG a acquis l'immeuble et les terrains environnants situés au 1908, Colonel Sam Drive à Oshawa, en Ontario, pour un montant de 102 millions de dollars. Le plan d'OPG vise à rénover l'immeuble avant son occupation qui deviendra le nouveau siège social de la Société, et ce plan remplace le plan annoncé précédemment de construire un nouveau siège social à Clarington, en Ontario.



Excellence des projets

OPG entreprend un certain nombre de projets de développement et autres projets pour maximiser la valeur et élargir son portefeuille de centrales afin d'appuyer le réseau d'électricité de l'Ontario, en visant l'excellence en matière de planification et de réalisation de tous les projets d'investissement et d'entretien à l'échelle de l'organisation.

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 pratiques exemplaires du secteur, mettre sur pied des équipes de gestion de projet solides en vue de la réalisation efficace des projets, surveiller et contrôler le rendement, optimiser les stratégies d'attribution de contrats et retenir les services d'ingénieurs et de fournisseurs liés à la construction et à l'approvisionnement compétents et expérimentés. L'atteinte de ces objectifs par OPG est favorisée par une structure de projets d'entreprise centralisée qui s'assure de la disponibilité des processus, des outils et de l'expertise requis en vue de l'excellence des projets.

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2023 est présenté ci-dessous.

Projet (en millions de dollars)	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État actuel
	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	974	10 203	12 800 ¹	Unité 1 - 2025 Unité 4 - 2026	La réfection de l'unité 1 progresse comme prévu et est au volet Réassemblage. La réfection de l'unité 4 progresse comme prévu et est au volet Désassemblage. Le projet respecte l'échéancier global qui est d'achever la réfection de ces deux unités restantes de la centrale d'ici la fin de 2026. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	98	637	700	2023	Les activités de construction liées aux structures des vannes sont terminées. Les activités de réfection et de fermeture du site se poursuivent, et le projet devrait être réalisé selon le budget révisé approuvé de 700 millions de dollars. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls	122	239	390	2024	Les activités de fermeture de l'infrastructure en béton des vannes de vidange excédentaires à l'ouest et des évacuateurs à l'est sont terminées. La salle des treuils et les composantes de la vanne nouvellement construites ont été installées et les activités de mise en service se poursuivent. Le projet devrait être mis en service plus tôt que prévu en 2024 et dans les limites du budget. Pour en savoir plus, voir ci-après.
Atura Power – Projets de développement	64	82	850 ²	Niagara Hydrogen Centre - 2025 Napanee BESS - 2026	Les activités de conception et d'ingénierie à Niagara Hydrogen Centre sont pratiquement terminées ainsi que l'achat d'équipement essentiel. Le projet a également permis de faire progresser les activités d'obtention de permis. Le projet Napanee BESS est passé à la phase d'exécution avec l'achat de matériaux essentiels. Les activités d'ingénierie et d'obtention de permis sont en cours. Pour en savoir plus, voir ci-après.

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 Le budget total du projet d'environ 850 millions de dollars porte sur les projets Niagara Hydrogen Centre et Napanee BESS.

Réfection de la centrale Darlington

Le projet de réfection de la centrale Darlington devrait prolonger d'au moins 30 ans la durée de vie des quatre unités de la centrale. La réfection de la première unité, soit l'unité 2, a pris fin en juin 2020 et la réfection de la deuxième unité, soit l'unité 3, a pris fin en juillet 2023, soit plus tôt que prévu. La réfection de la troisième unité, soit l'unité 1, a commencé en février 2022, et cette dernière devrait être remise en service au deuxième trimestre de 2025. Les travaux de réfection de la dernière unité, soit l'unité 4, devraient commencer en juillet 2023 et être achevés d'ici la fin de 2026.

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 pour les unités 3, 4 et 1
- 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 divers projets comme le remplacement ou la réparation d'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.

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

- La fermeture, qui nécessite le retrait du combustible du réacteur et l'îlotage de l'unité
- 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

L'unité 3 a été remise en service en juillet 2023 conformément aux normes élevées en matière de qualité et de sécurité de la Société, par suite des activités de redémarrage réussies et l'obtention de toutes les approbations réglementaires pertinentes de la CCSN. À la remise en service de l'unité, des dépenses d'investissement totalisant environ 2,3 milliards de dollars ont été prévues.

Les travaux de réfection de l'unité 1 en sont actuellement au volet Réassemblage. Au cours du quatrième trimestre de 2023, le projet a achevé la remise en état du turbogénérateur de l'unité 1, qui comprenait notamment les travaux de maintenance du turbogénérateur et la mise à niveau des systèmes de contrôle des turbines. En décembre 2023, le projet a achevé l'installation des canaux de combustible. L'installation des nouveaux tubes de liaison inférieurs et celle des corps de support inférieurs progressent et devraient être achevées au deuxième trimestre de 2024, ce qui conclura le volet Réassemblage.

Les activités de réfection de l'unité 4 en sont actuellement au volet Désassemblage et continuent de progresser comme prévu. Le volet Désassemblage a commencé immédiatement après l'achèvement de l'îlotage en octobre 2023, avec la réalisation des travaux préparatoires dans la voûte du réacteur visant à soutenir l'enlèvement de tubes de liaison. Après les travaux préparatoires, le projet a mené à terme l'enlèvement de 960 tubes de liaison du réacteur en février 2024 et entrepris l'enlèvement de 480 canaux de combustible. L'enlèvement des canaux de combustible devrait être

achevé au second semestre de 2024 avec l'enlèvement des tubes de force et des tubes de calandre, ce qui conclura le volet Désassemblage.

OPG continue d'évaluer et de chercher des moyens de gérer l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur le coût total du projet, qui autrement continue de respecter le budget de 12,8 milliards de dollars.

Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long

OPG réalise le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long afin d'accroître le débit du barrage et d'apporter d'autres améliorations au barrage principal de la centrale Little Long de la rivière Lower Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario, permettant ainsi à la Société de se conformer aux exigences en matière de sécurité des barrages prescrites par la Province. En 2023, les travaux de construction des structures des vannes de vidange ont été menés à terme et toutes les vannes ont été mises en service. Le projet a entrepris les activités de remise en état et de fermeture du site qui se poursuivront en 2024. Le projet devrait être réalisé selon le budget révisé approuvé de 700 millions de dollars.

Le barrage de la centrale Little Long appuie les centrales hydroélectriques d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami, qui sont présentées dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats, et autre. Les coûts du projet devraient être recouverts en vertu de la CAE en vigueur pour les centrales Lower Mattagami.

Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls

OPG réalise le projet de sécurité du barrage de Smoky Falls afin d'améliorer la sécurité à la centrale hydroélectrique Smoky Falls, située le long de la rivière Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario. Le projet permettra de remettre en état les structures de l'évacuateur et des vannes de vidange âgées de 100 ans pour les rendre conformes aux exigences en matière de sécurité des barrages prescrites par la Province.

En 2023, OPG a achevé les activités de fermeture de l'infrastructure en béton des déversoirs excédentaires à l'ouest et des vannes de vidange à l'est. L'installation de l'abri du treuil nouvellement construit et l'installation des composantes de la vanne ont également été achevées, les activités de mise en service et la fermeture des vannes de vidange restantes ainsi que la stabilisation du barrage progressant selon le calendrier. Le projet devrait être mis en service en 2024, en avance sur l'échéancier initial, et le budget du projet de 390 millions de dollars est en voie d'être respecté.

Le barrage de la centrale Smoky Falls appuie les centrales hydroélectriques d'OPG situées sur la rivière Lower Mattagami. Les coûts du projet devraient être recouverts en vertu de la CAE en vigueur pour les centrales Lower Mattagami.

Atura Power – Projets de développement

Atura Power fait progresser un projet de construction du NHC à Niagara Falls, en Ontario, comme premier emplacement de production d'hydrogène à grande échelle. La centrale utilisera un électrolyseur de 20 MW pour produire de l'hydrogène à faible teneur en carbone en utilisant l'eau et l'hydroélectricité comme intrants. En janvier 2023, la SIERE et OPG ont conclu une entente en vue de soutenir le développement du NHC, laquelle permettra à OPG de fournir à Atura Power de l'électricité produite par la centrale Sir Adam Beck II grâce à sa capacité de production d'hydrogène à faible teneur en carbone. En 2023, Atura Power a entrepris la phase d'exécution du projet. Les activités de conception et d'ingénierie sont pratiquement terminées ainsi que l'achat d'équipement essentiel. Le projet progresse aussi avec la réalisation des activités d'obtention de permis. Le NHC devrait être achevé en 2025.

Atura Power réalise un projet en vue de l'aménagement d'un système de stockage d'énergie à batteries de quatre heures de 250 MW à l'emplacement de la centrale Napanee. Le système de stockage d'énergie à batteries Napanee soutiendra le réseau électrique de l'Ontario en emmagasinant l'électricité durant les périodes creuses, lorsque la demande d'électricité est faible, puis en retournant l'énergie dans le réseau lorsque la demande d'électricité est élevée. En 2023, le projet est passé à la phase d'exécution avec l'achat de matériaux essentiels. Les travaux

d'ingénierie et les activités d'obtention de permis sont en cours. Le projet devrait être achevé en 2026 et sera exploité en vertu d'une entente de capacité avec la SIERE.

Le budget global approuvé pour les projets NHC et du système de stockage d'énergie à batteries Napanee est d'environ 850 millions de dollars.

Déclassement d'anciennes centrales thermiques

OPG a élaboré un programme exhaustif pour garantir le déclassement d'anciennes centrales thermiques de façon sécuritaire et responsable sur le plan de l'environnement. Les coûts de déclassement sont imputés à une provision de déclassement préalablement établie. En 2023, les travaux de démolition du site et un projet de déclassement environnemental ont été achevés à l'ancien emplacement de la centrale alimentée au charbon Lambton.



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 propre
- 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 approprié de l'investissement de l'actionnaire, tout en cherchant à réduire l'incidence sur les consommateurs d'électricité au moyen de l'amélioration continue de 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 par OPG auprès de la CEO et de l'accroissement prudent de la base tarifaire des actifs productifs de rendement. OPG s'applique 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 qu'ils doivent être recouvrés en entier, et que l'investissement de l'actionnaire dans ces actifs doit dégager un rendement approprié.

Pour ce qui est du secteur Production nucléaire réglementée, les niveaux de la base tarifaire, le pourcentage de capitaux propres présumés d'OPG et les taux de RCP fondés sur une formule, qui se trouvent ci-dessous et sont établis par la CEO sur la base de critères généraux, sont pris en compte dans les tarifs de base réglementés approuvés d'OPG.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	RCP	Capitaux propres ¹	Base tarifaire				
	2022 - 2026		2022	2023	2024	2025	2026
Production nucléaire réglementée ²	8,66 %	45 %	8 600	8 615	11 033	12 189	12 992

¹ La tranche restante de 55 % de la base tarifaire devrait être financée par la dette, avec un coût moyen approuvé de 3,6 % par année pris en compte dans les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires pour la période de 2022 à 2026.

² Ne comprend pas les écarts entre les ajouts prévus à la base tarifaire et les ajouts réels à 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.

La base tarifaire approuvée, le pourcentage de capitaux propres présumé et le taux de RCP pour les centrales hydroélectriques réglementées pour cette période sont approuvés séparément. La dernière base tarifaire pour la production hydroélectrique 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. Les tarifs de base réglementés applicables aux centrales hydroélectriques réglementées en vigueur pour la période allant du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été 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. Aux termes du *Règlement de l'Ontario 53/05*, le tarif de base réglementé de l'hydroélectricité pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 correspond au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021.

OPG continue d'investir pour accroître la base tarifaire des centrales nucléaires et hydroélectriques, y compris par l'entremise du projet de réfection de la centrale Darlington. En établissant les tarifs de base réglementés de la production nucléaire pour la période de 2022 à 2026, la CEO a approuvé un montant supplémentaire de 6,8 milliards de dollars au titre d'ajouts d'immobilisations liés au projet de réfection de la centrale Darlington dans la base tarifaire, y compris la remise en service prévue après la réfection des unités 3, 1 et 4 de la centrale Darlington.

Comme il est mentionné à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*, OPG continue de mettre en œuvre un programme d'immobilisations exhaustif à l'échelle des activités de production hydroélectrique réglementées qui comprend des travaux de réparation et, lorsque cela est rentable, l'agrandissement, le réaménagement et la mise à niveau des centrales. La durée de vie de ces actifs d'énergie renouvelable peut être très longue et, grâce aux activités de maintenance ou de reconstruction, ces actifs peuvent continuer 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 ajouts prévus à la base tarifaire approuvés par la CEO et des ajouts réels d'immobilisations liés 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*. Le règlement prévoit également l'établissement d'un compte d'écarts pour comptabiliser et recouvrer les incidences sur besoins en revenus des écarts entre les coûts d'investissement et les coûts autres qu'en capital engagés prévus et approuvés par la CEO pour les nouveaux projets de centrales nucléaires et les coûts réels, sous réserve d'un examen par la CEO.

Dans le cadre de la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, la CEO a approuvé un mécanisme permettant aux clients de partager, à parts égales, les bénéfices réglementaires dégagés par les activités réglementées d'OPG qui sont supérieurs de plus de 100 points de base au RCP approuvé et évalués sur une base cumulative de cinq ans sur la période de 2022 à 2026. Ces montants partagés avec les clients seront comptabilisés dans un compte de report distinct aux fins d'utilisation après la période de cinq ans. En outre, les cadres réglementaires en vigueur pour la période de 2022 à 2026 comprennent un seuil de déclenchement symétrique de 300 points de base au RCP approuvé, sur la base des bénéfices réglementaires dégagés, à partir duquel la CEO peut entreprendre un examen réglementaire.

Pour les actifs de production qui ne font pas partie des activités à tarifs réglementés, OPG a habituellement comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus à long terme qui génèrent un rendement sur investissement approprié. Conformément à cette stratégie, la totalité des installations non réglementées en Ontario est visée par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Ces contrats sont généralement élaborés de façon à permettre le recouvrement des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans des installations sous-jacentes et un rendement du capital investi, attendu que les installations continuent de satisfaire à leurs obligations contractuelles.

Même si des centrales de la Société situées aux États-Unis sont également assujetties à des ententes d'approvisionnement en énergie et en capacité et qu'OPG continue de conclure de nouvelles conventions, le cas échéant, la majorité des centrales d'OPG aux États-Unis tirent à l'heure actuelle 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 de l'électricité américains ne représentent qu'une petite partie 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 : le papier commercial, les lettres de crédit, les facilités de crédit, les titres émis dans le cadre d'appels publics à l'épargne, les titres d'emprunt à long terme fournis par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), une agence provinciale, les placements privés et autres ententes de financement de projet.

Dans le cadre de sa stratégie de financement, la Société mise sur la vigueur de son bilan et l'optimise 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.

Notes de crédit

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 2023, les notes de crédit de la Société étaient comme suit :

Type de note	DBRS Limited (DBRS) ¹	S&P Global Ratings (S&P) ²	Moody's Investors Service (Moody's) ³
Note de crédit de l'émetteur	A (bas)	BBB+	A3
Dette de premier rang non garantie	A (bas)	BBB+	A3
Tendance/perspective	Stable	Stable	Stable
Programme de papier commercial – Canada	R-1 (bas)	A-1 (bas)	NN ⁴
Programme de papier commercial – États-Unis	NN ⁴	A-2	P-2

¹ En avril 2023, DBRS a confirmé à A (bas) la note de crédit de l'émetteur d'OPG, à A (bas) la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à R-1 (bas) la note de crédit du papier commercial – Canada, et que les tendances de ces notes de crédit sont stables.

² En août 2023, S&P a confirmé les notes de crédit d'OPG, y compris à BBB+ la note de crédit de l'émetteur avec perspective stable, à BBB+ la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à A-1 (bas) la note de crédit du papier commercial – Canada.

³ En juin 2023, Moody's a confirmé à A3 les notes de crédit de l'émetteur d'OPG avec perspectives stables, à A3 la note de crédit de la dette de premier rang non garantie et à P-2 la note de crédit du papier commercial – États-Unis.

⁴ Non noté.

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*.

Croissance et transformation

En tirant parti des possibilités commerciales, OPG cherche à devenir un chef de file de la transition vers une économie 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, les changements futurs dans les actifs de production et l'évolution de l'environnement externe où elle mène ses activités. La stratégie tient compte également de facteurs sectoriels, technologiques, environnementaux, sociaux et économiques. Les possibilités sont évaluées au moyen d'analyses financières et d'analyses des risques ainsi que de l'application de considérations stratégiques, notamment l'évaluation des possibilités de partenariat avec d'autres entités, dans les cas où elles cadrent avec les objectifs d'entreprise 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, et la recherche continue de nouveaux projets potentiels et d'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 possibilités d'acquisition tiennent compte des synergies opérationnelles potentielles, des avantages stratégiques, du rendement financier et du profil de risque.

OPG cherche aussi activement à étendre ses activités au-delà de ses activités de production de base, directement ou par l'entremise de ses filiales ou de partenariats, en investissant dans des technologies novatrices et de nouvelles activités dans le secteur de l'électricité, notamment l'innovation nucléaire, l'électrification des transports, la production d'hydrogène à faible teneur en carbone, le stockage d'énergie à batteries, le stockage hydroélectrique pompé et d'autres possibilités.

Nouvelle croissance nucléaire

En novembre 2023, OPG et Électricité de France (EDF), entreprise de services publics établie en France, ont signé une lettre d'intérêt pour évaluer la faisabilité du déploiement de la technologie des grands réacteurs nucléaires d'EDF au Canada. En vertu de l'entente, les deux entreprises collaborent pour comprendre les exigences techniques et

d'obtention de permis applicables au déploiement de la technologie EPR à l'intérieur du cadre réglementaire du Canada ainsi que le potentiel qu'elles pourraient tirer de l'utilisation de la chaîne d'approvisionnement nucléaire de l'Ontario et du Canada, dans le cas où un réacteur d'EDF était déployé au Canada.

En novembre 2023, OPG et Westinghouse Electric Company (Westinghouse), concepteur de technologies nucléaires et fournisseur de services connexes, ont signé un protocole d'entente en vue d'analyser les occasions commerciales potentielles des technologies des réacteurs AP1000®, AP300™ et eVinci™ de Westinghouse, d'étudier les voies d'homologation et les voies réglementaires pour les nouveaux projets nucléaires au Canada, et d'examiner d'autres possibilités de collaboration sur le marché de la construction neuve.

En janvier 2024, OPG et Capital Power Corporation, entreprise de l'Alberta, ont conclu une entente afin d'évaluer conjointement la faisabilité du développement et du déploiement des PRM à l'échelle du réseau en Alberta, y compris des structures de propriété et d'exploitation éventuelles au cours des deux prochaines années.

En 2023, Laurentis Energy Partners (LEP), filiale en propriété exclusive d'OPG, a conclu des conventions de collaboration et de services avec plusieurs organisations en vue de faire progresser le développement et le déploiement de la nouvelle technologie nucléaire. Des conventions ont été conclues, entre autres, avec Saskatchewan Power Corporation, principale entreprise de services publics d'électricité en Saskatchewan, Fermi Energy, société d'énergie basée en Estonie, et ORLEN Synthos Green Energy, coentreprise polonaise formée par PRK ORLEN S.A. et Synthos Green Energy S.A.

Électrification des transports

En juin 2023, PowerON Energy Solutions (PowerON), une filiale d'OPG, a conclu une entente de 20 ans avec Oakville Transit pour la conception, la construction, le financement, la propriété, l'exploitation et la maintenance de l'infrastructure de bornes de recharge pour son parc d'autobus électriques. PowerON agrandira également les installations de transport public d'Oakville afin qu'elles puissent convenir à l'ajout d'autobus électriques. PowerON appuie des projets d'électrification à grande échelle en fournissant des solutions clés en main englobant toute l'infrastructure électrique, de la connexion au réseau électrique aux bornes de recharge de véhicules.

Ivy Charging Network

Ivy Charging Network (Ivy), une coentreprise constituée par OPG et une filiale de Hydro One Limited (Hydro One), continue de détenir et d'exploiter des bornes de recharge rapide de véhicules électriques en Ontario. À la fin de 2023, Ivy Park & Charge, le réseau de bornes de recharge de niveau 2 basé en fonction de la destination pour conducteurs de véhicules électriques, lancé grâce à des partenariats avec des municipalités et des entreprises, comptait 63 bornes de recharge en service dans 26 emplacements dans sept municipalités de la Province. À la fin de 2023, le réseau de bornes de recharge de niveau 3 d'Ivy, soit Ivy Charge & Go, comptait 150 bornes de recharge rapide en service en Ontario, y compris 10 autres bornes de recharge de niveau 3 installées au cours de l'année. En outre, en 2023, Ivy a lancé Ivy Home, une solution clé en main de recharge de véhicules électriques à la maison offerte aux clients partout en Ontario.

Crédits d'énergie propre

En s'appuyant sur la stratégie de la Société consistant à permettre aux marchés où elle exerce ses activités d'être carboneutres, OPG offre aux consommateurs d'électricité la possibilité d'acheter des crédits d'énergie propre (CEP) sur une base volontaire générés par ses centrales hydroélectriques et nucléaires en Ontario et, par l'entremise d'Eagle Creek, offre la possibilité d'acheter des crédits d'énergie renouvelable (CER) générés par ses centrales hydroélectriques aux États-Unis. L'achat de CEP et de CER permet aux consommateurs d'électricité de prouver que leur électricité provient de sources de production propres. En mars 2023, la Province a officialisé un registre des crédits d'énergie propre qui permet à OPG de vendre des CEP générés par ses centrales nucléaires et hydroélectriques sur le marché ontarien. Le produit tiré de la vente des CEP sera versé au Fonds pour l'électricité de l'avenir de la Province,

qui permettra de réduire les tarifs d'électricité pour les clients en soutenant le développement de nouveaux projets d'énergie propre en Ontario.

Isotopes médicaux

En mars 2023, OPG et Nordion (Canada) Inc. ont finalisé une entente commerciale en vue de la vente éventuelle d'isotope de cobalt 60 de la centrale Darlington. L'entente fait suite à l'entente de 2019 conclue entre les parties portant sur l'augmentation de la production d'isotopes de cobalt 60 de la centrale Darlington. Le plan visant à produire du cobalt 60 à la centrale Darlington est assujéti à l'examen et à l'approbation de la CCSN, la première récolte étant prévue durant la deuxième moitié de la décennie. OPG produit à l'heure actuelle le cobalt 60 dans certaines unités de la centrale Pickering, cet isotope étant surtout utilisé dans le secteur de la santé pour stériliser le matériel médical et chirurgical.

En septembre 2023, LEP a conclu un protocole d'entente avec S.N. Nuclearelectricia S.A. (SNN), entreprise roumaine spécialisée dans l'énergie nucléaire. En vertu du protocole d'entente, LEP et SNN collaboreront à la recherche d'occasions potentielles dans un certain nombre de domaines, notamment la production d'isotopes médicaux à partir des réacteurs nucléaires canadiens à deutérium-uranium (CANDU) de la centrale nucléaire Cernavoda de SNN.



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 santé et 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. La Société s'efforce également d'être un chef de file de la lutte contre les changements climatiques et des pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion, et de faire la promotion de son plan d'action de réconciliation avec les Autochtones.

Plus de renseignements sur les initiatives et les activités d'acceptation sociale se trouvent à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Points de vue

Rendement d'exploitation

OPG prévoit que le bénéfice net de 2024 sera inférieur à celui de 2023 en raison surtout de la baisse de la production d'électricité nucléaire prévue en 2024, attribuable au nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée dans le calendrier de maintenance cyclique de la centrale Darlington en 2023 et à la fermeture planifiée de l'unité 1 de la centrale Pickering en septembre 2024, et de la baisse des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires en vigueur en 2024. Les autres facteurs contribuant à la diminution prévue des revenus comptabilisés en 2023 ont trait à la comptabilisation d'un passif éventuel lié à une entente de règlement conclue en 2021 dans le cadre d'une acquisition de centrales à cycle combiné et à la vente de certains locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario.

Les tarifs réglementés approuvés par la CEO devraient continuer de procurer une certitude réglementaire jusqu'en 2026. En outre, plusieurs comptes réglementaires devraient continuer 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. Il n'y a pas de comptes réglementaires liés à l'incidence de la variabilité de la performance des centrales nucléaires d'OPG sur les bénéfices tirés des tarifs de base réglementés.

Les CAE conclues pour les actifs non réglementés en Ontario présentés dans les secteurs Production hydroélectrique visée par contrats et autre et Atura Power devraient contribuer à la stabilité générale des bénéfices en 2024, conformément à 2023. Les bénéfices des centrales hydroélectriques aux États-Unis présentés dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre sont soumis aux fluctuations des débits d'eau et à l'incidence des tarifs d'électricité de gros sur les centrales non visées par des contrats.

Les résultats d'exploitation de la Société en 2024 peuvent subir l'incidence de facteurs macroéconomiques et d'événements à l'échelle mondiale décrits plus en détail à la rubrique *Gestion des risques*.

Fonds distincts nucléaires

Les résultats d'exploitation d'OPG peuvent être touchés par le rendement des Fonds distincts nucléaires du secteur Services nucléaires durables réglementés. 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'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA), les taux de rendement pour une période donnée sont volatils en raison des conditions du marché des capitaux et, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, en raison des fluctuations de l'indice des prix à la consommation (IPC) de l'Ontario. Cette volatilité peut entraîner des fluctuations du bénéfice net de la Société à court terme si les fonds distincts sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés. La volatilité est atténuée par l'incidence du compte réglementaire autorisé par la CEO.

Au 31 décembre 2023, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé d'environ 37 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié, d'environ 7 %, selon l'actuel plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA en vigueur pour les exercices 2022 à 2026 (plan de référence en vertu de l'ONFA 2022).

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues d'OPG pour l'exercice 2024 totalisent environ 5,7 milliards de dollars, compte non tenu des possibles activités d'acquisition. Les prévisions de 2024 en matière de dépenses d'investissement sont plus élevées que celles de 2023, principalement en raison des activités de planification, d'approvisionnement et de recrutement en vue de la réfection prévue des unités 5 à 8 de la centrale Pickering, de la poursuite des activités de l'étape de la définition pour le NPND et de la progression des projets de développement du secteur Atura Power.

Financement et liquidités

En 2024, la Société prévoit une baisse des flux de trésorerie générés par ses activités d'exploitation par rapport à ceux de 2023, principalement en raison d'une diminution de la production d'électricité nucléaire prévue en 2024 et d'une baisse des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires en vigueur en 2024. Les flux de trésorerie des activités d'exploitation en 2024 seront aussi touchés par le volume de production aux centrales hydroélectriques qui dépend des conditions hydrologiques. Compte tenu du programme de dépenses d'investissement prévu pour l'exercice 2024, OPG prévoit que les sources de financement existantes continueront à satisfaire ses besoins de financement et à fournir les liquidités nécessaires. Pour plus de précisions sur les facilités de crédit d'OPG, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement sous Activités de financement*.

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES, SOCIALES, DE GOUVERNANCE ET DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

OPG reconnaît que les clients, les parties prenantes, les titulaires de droits et l'actionnaire de la Société s'attendent non seulement à ce qu'elle exerce ses activités de manière sécuritaire, durable et inclusive, mais également à ce qu'elle soit rentable. En tant que plus grand fournisseur d'énergie propre de l'Ontario, la Société s'efforce d'être un chef de file du développement durable, de la lutte contre les changements climatiques et des relations avec les Autochtones. Pour ce faire, elle met en œuvre des stratégies d'exploitation et de croissance qui réduisent au minimum son empreinte environnementale, favorisent la réduction des émissions de GES, augmentent la résilience aux

incidences associées aux changements climatiques et font la promotion de la réconciliation avec le peuple autochtone, tout en tenant compte des effets pour les clients. L'engagement d'OPG à devenir un chef de file au chapitre des meilleures pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'ici 2030 est un élément central de la stratégie environnementale, sociale et de gouvernance (ESG) et de développement durable.

Les rapports ESG d'OPG, y compris le dernier rapport annuel publié en juillet 2023, se trouvent sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com.

Santé et sécurité

La santé et la sécurité au travail et la sécurité publique sont des valeurs de base fondamentales pour OPG. OPG est déterminée à exploiter toutes ses installations de façon sécuritaire, sûre et fiable. La santé et la sécurité sont de grandes priorités dans toutes les activités menées dans les centrales et autres installations d'OPG, et OPG s'attend à ce que les employés et les entrepreneurs se comportent d'une manière qui rend compte du niveau de santé et sécurité au travail et de sécurité publique reflété dans la culture de santé et sécurité de la Société, dans la politique sur la santé et la sécurité des employés et dans la politique sur la sécurité des activités.

En ce qui a trait à la santé et à la sécurité au travail, OPG est résolue à atteindre une excellente performance, en misant sur l'amélioration continue et une solide culture de santé et 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 2023, OPG a reçu le Prix d'excellence du président de l'Association canadienne de l'électricité pour la sécurité des employés, en reconnaissance de sa performance de premier plan 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 d'électricité au Canada. OPG utilise également le taux de fréquence des blessures graves comme principale mesure de sécurité de l'entreprise. Le taux de fréquence des blessures graves tient compte d'une sous-catégorie de blessures plus graves que la mesure de la fréquence des blessures consignées et permet à OPG de se concentrer sur les dangers aux conséquences graves dans le cadre de sa culture en matière de santé et sécurité.

La performance d'OPG en matière de sécurité des employés en milieu de travail, mesurée par les indicateurs de fréquence des blessures consignées et du taux de fréquence des blessures graves, se présente comme suit :

Données sur la sécurité ¹	2023	2022
Fréquence des blessures consignées (<i>blessures par 200 000 heures</i>)	0,18	0,33
Fréquence des blessures graves (<i>blessures graves par 200 000 heures</i>)	0,00	0,02

¹ Les mesures de la sécurité susmentionnées visent OPG et ses filiales Eagle Creek et Atura Power.

En 2023, la fréquence des blessures consignées et le taux de fréquence des blessures graves d'OPG se sont améliorés par rapport à ceux de 2022. La Société continue de mettre en œuvre des initiatives pour cibler les tendances en matière de blessures et d'incidents fréquents dans le secteur de l'énergie, en fonction de l'analyse d'événements compromettant la sécurité et l'utilisation d'outils de performance humaine, y compris la surveillance accrue sur le terrain et le contrôle de l'existence de mesures de sécurité.

Les approches quant à la planification d'un environnement de travail sécuritaire, aux leçons tirées des incidents, à l'engagement des employés, aux observations et à l'encadrement sur le terrain, et à la formation et à la communication sont continuellement renforcées en vue d'améliorer la sécurité comme élément fondamental de la culture fondée sur

des valeurs de la Société. En outre, la sécurité des employés fait partie des principaux éléments des facilités de crédit assorties de cibles en matière de développement durable d'OPG, ce qui démontre son engagement à l'égard de la sécurité des employés.

OPG s'attend à ce que les 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 et de bien-être visant à mettre en place une culture axée sur la santé qui soutient les efforts des employés et de leur famille cherchant 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. Cela consiste notamment à fournir des ressources pour soutenir la santé mentale et un accès à une plateforme virtuelle sur la santé pour les employés et les membres de leur famille.

OPG continue de se concentrer sur le programme de sûreté nucléaire et d'investir dans les systèmes de sûreté nucléaire. Afin d'assurer en permanence la sécurité publique, l'exposition des citoyens aux rayonnements associés à l'exploitation des centrales nucléaires d'OPG est estimée annuellement pour les personnes qui vivent ou travaillent près des centrales nucléaires. Pour le public, la dose annuelle émanant des activités de chaque centrale nucléaire est exprimée en microsievert (μSv), qui est l'unité de mesure internationale de la dose de rayonnement.

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

Dose annuelle	μSv	2022 % de la limite légale annuelle ¹	μSv	2021 % de la limite légale annuelle ¹
Centrale Darlington	0,6	<0,1 %	0,6	<0,1 %
Centrale Pickering	1,9	0,2 %	2,0	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'exercice d'exploitation 2023 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2024, elles ne devraient pas différer considérablement de celles observées pour 2022.

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 ainsi que d'investir dans la sécurité et la mise à niveau des voies navigables et des barrages. Le programme de sécurité des barrages d'OPG couvre 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 pour les activités exercées en Ontario sont régulièrement examinées par un groupe de travail indépendant composé d'experts reconnus internationalement, qui sont constamment parvenus à la conclusion que bon nombre des éléments du programme de sécurité des barrages d'OPG sont les meilleurs du secteur et qu'une solide culture d'amélioration continue y existe. À ses centrales aux États-Unis, OPG continue d'investir dans la mise à niveau et la sécurité des voies navigables et des barrages afin d'assurer la conformité aux règlements de la FERC et l'amélioration continue des actifs de la Société en Ontario.

Facteurs environnementaux

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

- maintenir un système de gestion environnementale et 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;
- mettre en œuvre un plan en matière de changements climatiques et à s'efforcer d'atteindre les jalons et les objectifs qui y sont définis;
- 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.

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 variations des débits et des niveaux de l'eau, les émissions radiologiques et non radiologiques, la production de déchets radioactifs de faible et de moyenne activité, la production de déchets non radioactifs, l'habitat faunique, et l'impaction, l'entraînement et la ponte des poissons.

Le système de gestion environnementale est passé en revue chaque année pour s'assurer qu'il demeure approprié selon les besoins et le contexte des activités de la Société. 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 2023 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'eau. Même si les objectifs internes d'émissions de tritium dans l'air n'ont pas été atteints, les émissions demeurent une petite fraction des limites réglementaires. Aucun incident environnemental important n'est survenu en 2023.

OPG a élaboré des plans de gestion de la conservation de la biodiversité qui répertorient les zones naturelles importantes, les objectifs de conservation, les menaces et les mesures proposées pour soutenir la biodiversité dans les sites d'exploitation de la Société et dans l'ensemble de l'Ontario. 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 de conservation mises de l'avant. En 2023, OPG a continué de travailler avec des partenaires communautaires et autochtones afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes régionaux, notamment des solutions naturelles visant à protéger et à restaurer l'habitat et à promouvoir l'éducation et la sensibilisation à la biodiversité afin d'aider au rétablissement des paysages naturels de l'Ontario. En 2023, OPG et ses partenaires des activités de conservation ont planté environ 247 000 arbres et arbustes indigènes.

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 a appuyé les propositions du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (GIFCC) du Conseil de stabilité financière qui encouragent la présentation des risques financiers liés au climat qui sont mesurables par les investisseurs et les autres parties prenantes et pertinents pour eux. OPG surveille également les activités d'élaboration de normes en matière de changements climatiques et de durabilité, y compris celles de l'International Sustainability Standards Board (ISSB) et les obligations d'information liées aux changements climatiques proposées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières selon le *Règlement 51-107 sur l'information liée aux*

questions climatiques. Les normes de l'ISSB visent à constituer une base de référence mondiale exhaustive de grande qualité pour les informations à fournir en lien avec la durabilité axées sur les besoins des investisseurs et des marchés des capitaux. L'approche en matière de stratégies, de gouvernance et de gestion des risques et les mesures de performance initiales liées au climat d'OPG sont présentées ci-dessous.

Stratégie sur les changements climatiques

OPG reconnaît l'importance de l'élaboration et de la mise en œuvre de mesures d'adaptation aux changements climatiques, afin d'assurer l'exploitation continue de son portefeuille de centrales de manière sécuritaire, fiable et rentable à moyen et à long terme. Par l'entremise de ses stratégies d'affaires, la Société mise aussi sur l'optimisation du potentiel de décarbonation considérable de ses actifs et du secteur de l'électricité en général comme moyen d'atténuation des changements climatiques. L'adaptation aux changements climatiques et leur atténuation constituent des priorités pour l'ensemble de l'entreprise et un principe fondamental pour la prise de décision. Pour favoriser la réalisation de ces stratégies, OPG cherche à effectuer des investissements prudents dans de nouvelles technologies rentables et à s'assurer que les mesures prévues sont réalisables et alignées sur ses objectifs stratégiques, opérationnels et financiers.

Plan en matière de changements climatiques

Dans son plan en matière de changements climatiques, la Société s'engage à devenir un chef de file nord-américain en matière d'énergie propre et de réduction de l'empreinte carbone, de façon efficiente et économique. Le plan fait état des objectifs d'OPG et d'un ensemble de solutions ayant pour but de favoriser la réduction de l'empreinte carbone, tout en conciliant les avantages économiques et environnementaux et les besoins du réseau d'électricité.

Dans le cadre de son plan en matière de changements climatiques, la Société a établi les objectifs suivants :

- OPG continuera d'être un leader en matière de changements climatiques en investissant dans la réduction des émissions de carbone et en mettant en œuvre des programmes de compensation en vue de devenir carboneutre d'ici 2040.
- La Société s'efforcera de devenir un chef de file de l'innovation énergétique, faisant progresser les technologies et les solutions pour permettre aux marchés où elle exerce ses activités d'être carboneutres d'ici 2050.

Pour permettre l'atteinte de ces objectifs, OPG a élaboré un plan d'action portant sur des domaines tels que la réduction des émissions de carbone, l'adaptation aux changements climatiques, l'innovation dans le secteur de l'énergie et le leadership en matière de changements climatiques.

Depuis le lancement de son plan en matière de changements climatiques en 2020, OPG a réalisé des progrès dans de nombreux domaines afin d'assurer le développement durable, des activités résilientes et des investissements dans la production d'énergie propre. Elle doit ainsi faire progresser le projet de réfection de la centrale Darlington, mener le déploiement de la technologie des PRM et optimiser de façon sécuritaire la durée de vie de la centrale Pickering. OPG continue également de faire progresser la réalisation de projets visant à accroître la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, comme le réaménagement récemment terminé de la centrale Calabogie et le programme d'entretien du groupe électrogène en cours, et examine les possibilités de nouveaux aménagements hydroélectriques. Par l'entremise de ses filiales, OPG soutient l'électrification du secteur des transports de l'Ontario, préparant le terrain pour des centres de production d'hydrogène à faible teneur en carbone, et elle a été choisie par la SIERE pour aménager un système de stockage d'énergie à batteries. OPG a l'intention d'examiner et de mettre à jour régulièrement le plan en matière de changements climatiques afin de tenir compte des initiatives actuelles de la Société en la matière ainsi que des modifications de la politique gouvernementale, des avancées technologiques et des pratiques exemplaires.

Le comité directeur sur le climat et les groupes de travail sur le climat d'OPG continuent de mettre en œuvre le Plan en matière de changements climatiques. Ces équipes se composent de représentants de l'ensemble de la Société. Le

comité directeur fournit des conseils stratégiques à la haute direction et au conseil d'OPG, tandis que les groupes de travail déterminent et mettent en œuvre des mesures particulières afin de gérer les risques et les possibilités liés au climat, et ils présentent des informations sur les progrès réalisés par rapport au Plan en matière de changements climatiques.

Se reporter au site Web de la Société à l'adresse www.opg.com pour consulter le Plan en matière de changements climatiques d'OPG.

Surveillance des risques et des possibilités liés au climat

Le conseil d'OPG est responsable de la gouvernance et de la gestion de la Société, notamment de la surveillance des risques et des possibilités liés au climat à court et à long terme. Au moins tous les trimestres, et durant la séance de travail annuelle portant sur la stratégie, le conseil et la haute direction d'OPG se réunissent pour traiter des stratégies d'affaires à court et à long terme de la Société, notamment des questions liées au climat. Le Plan en matière de changements climatiques d'OPG, qui a été examiné et approuvé par le conseil, fait partie intégrante de la stratégie d'entreprise globale de la Société et soutient le processus de planification stratégique de la Société.

Les responsabilités de surveillance des risques qui incombent au conseil sont assumées par le biais du programme de gestion du risque d'entreprise (GRE) d'OPG, sous la surveillance du comité d'audit et des risques du conseil. Le programme GRE est utilisé par la direction pour gérer le profil de risque de la Société ainsi que le programme d'audit interne de la Société. Le programme GRE aide le conseil à comprendre l'incidence possible des différents risques sur la Société et les mesures prises par la direction pour faire face à ces risques. Le comité d'audit et des risques reçoit du membre de la direction chargé de la gestion du risque et de l'audit d'OPG des rapports trimestriels sur les risques de l'entreprise et sur les constatations de l'audit interne. Les risques liés au climat sont déterminés et gérés dans le cadre du programme GRE. Pour en apprendre davantage sur l'approche de la Société en matière de gestion des risques, se reporter à la rubrique *Gestion des risques*.

La gouvernance interne d'OPG comprend un cadre documenté de gestion des changements climatiques et une structure de présentation réservée aux fins de la surveillance par le conseil des risques et des possibilités liés au climat. Le conseil surveille les risques et les possibilités liés au climat dans le cadre de la communication de l'information semestrielle par le service de l'environnement, de la santé et de la sécurité d'OPG, avec le soutien du comité de direction sur le climat et d'autres services, au besoin.

Les stratégies de placement des régimes de retraite d'OPG et des Fonds distincts nucléaires sur les marchés boursiers et d'actifs particuliers du portefeuille de titres des secteurs immobilier et de l'infrastructure sont orientées par des politiques de placement responsable respectives en vigueur pour le régime de retraite d'OPG et les Fonds distincts nucléaires. OPG continue de tabler sur les stratégies existantes pour l'établissement d'un plan en matière de changements climatiques destiné au régime de retraite d'OPG et, en collaboration avec la Province, pour les Fonds distincts nucléaires qui appuie les objectifs globaux de la Société en matière de changements climatiques.

Identification et intégration des risques liés au climat

Au cours des dernières années, OPG a dû composer avec les conséquences des changements climatiques sur ses activités. Il est prévu que les risques physiques liés aux phénomènes météorologiques graves et aux paramètres climatiques changeants, notamment les tendances en matière de précipitations et leur intensité et les températures de l'eau et de l'air, demeurent une préoccupation à long terme. 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 sur la fiabilité et la durée de vie de l'équipement majeur. La résilience d'OPG à l'égard de ces risques devrait augmenter à mesure de l'identification des mesures d'adaptation et de leur mise en place. À moyen et à long terme, les politiques et la réglementation des gouvernements visant à appuyer une transition vers une économie sobre en carbone pourraient entraîner des risques liés à la transition, notamment des changements au profil de l'offre et de la demande d'électricité dans les régions où

OPG exerce des activités et l'incidence sur les technologies de production d'électricité de la Société qui émettent du carbone.

En mars 2022, le gouvernement du Canada a entamé des consultations en vue d'élaborer un règlement sur l'électricité propre (REP) visant à soutenir l'objectif de faire la transition vers une production d'électricité carboneutre d'ici 2035. En août 2023, Environnement et Changement climatique Canada a déposé un projet de REP afin de recueillir des commentaires. Tel qu'il est proposé, le REP établirait une norme de rendement visant à réduire les émissions des unités de centrales thermiques à compter de 2035, sauf pour quelques exceptions afin d'assurer la fiabilité et l'abordabilité de l'approvisionnement en électricité. OPG prend part au processus de consultation et recommande des ajustements afin de permettre au réseau électrique à faible teneur en carbone de l'Ontario de mieux soutenir l'électrification de l'ensemble de son économie, tout en assurant la fiabilité et l'abordabilité du réseau. La version définitive du règlement devrait être en vigueur d'ici la fin de 2024.

OPG a élaboré une stratégie d'adaptation aux changements climatiques interne qui oriente les priorités en matière d'adaptation de la Société. La stratégie intègre les risques et les possibilités liés au climat dans les processus d'entreprise pertinents, notamment les décisions en matière de placements et les processus de nature technique, et prévoit la mise en œuvre d'un système de soutien décisionnel normalisé afin de permettre cette intégration. La Société continue également d'évaluer les risques physiques et liés à la transition potentiels selon des échéanciers à court, moyen et long terme, et à en établir la priorité. Dans le cadre de ce processus, OPG continue d'augmenter la collecte de données et d'élaborer des modèles afin de mieux comprendre l'ampleur des conséquences potentielles des changements climatiques sur l'entreprise et de cerner des occasions d'accroître la résilience. OPG participe aussi à des recherches pratiques avec des consortiums externes et des groupes sectoriels pour l'élaboration et la promotion de stratégies et de cadres d'adaptation propres au secteur.

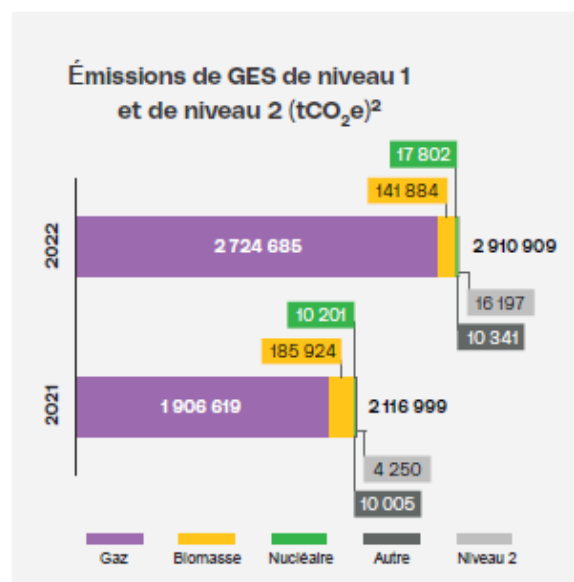
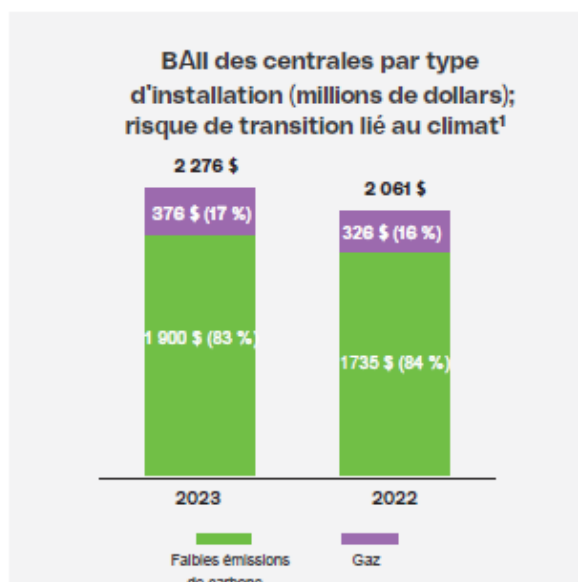
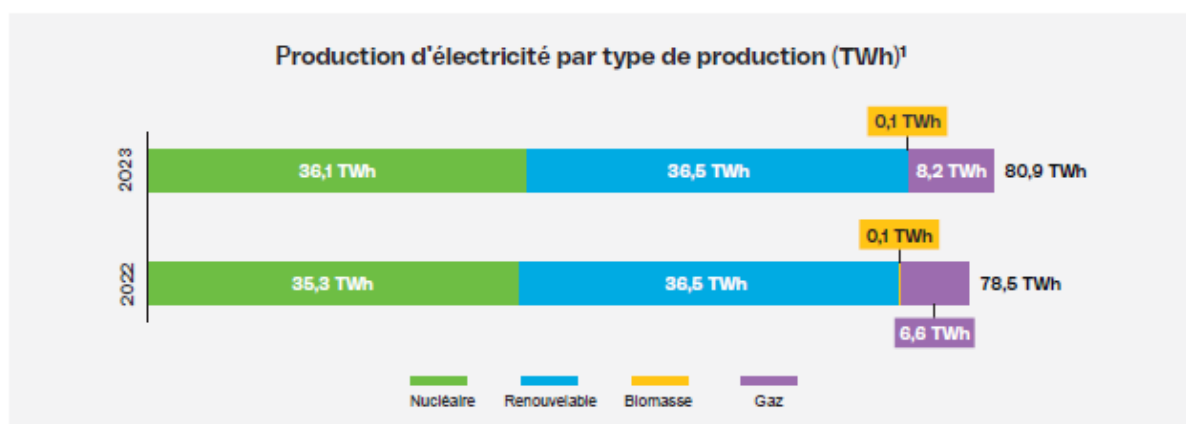
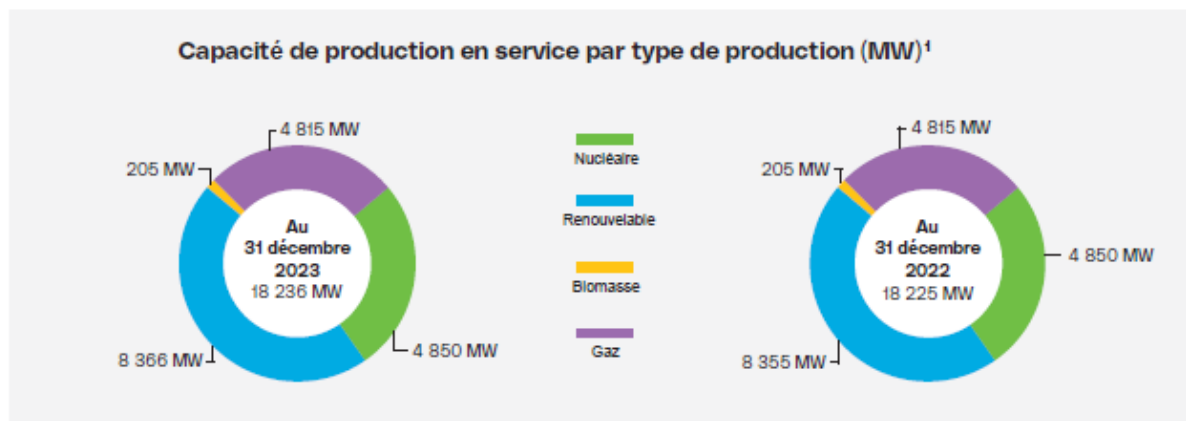
Tarification du carbone interne

En octobre 2022, le gouvernement fédéral canadien a légiféré pour accroître de 15 \$ la tonne par année la tarification fédérale des émissions d'équivalent dioxyde de carbone (éq. CO₂), la faisant passer de 65 \$ la tonne d'éq. CO₂ (t d'éq. CO₂) en 2023 à 170 \$ la tonne d'éq. CO₂ en 2030. En décembre 2022, l'Ontario a modifié son programme des normes de rendement à l'égard des émissions (NRE) pour les aligner sur la tarification fédérale du carbone. Pour OPG, les obligations de conformité à la tarification du carbone s'appliquent à la centrale Lennox et aux centrales à cycle combiné d'Atura Power. OPG a mis en œuvre des processus de recouvrement dans la mesure possible des coûts du carbone en vertu des ententes génératrices de revenus actuelles pour ces centrales. Par conséquent, la tarification du carbone en vertu du des NRE ne devrait pas avoir d'incidence financière importante sur la Société.

Mesures de performance et principales mesures liées au climat

OPG continue de déterminer les incidences climatiques les plus pertinentes sur ses activités dans le contexte du cadre de référence sur les questions ESG et de développement durable, et s'est engagée à s'aligner sur les mesures sectorielles. OPG est sur le point d'élaborer des mesures quantitatives et des cibles à plus long terme en matière d'adaptation aux changements climatiques en vue d'intégrer les questions liées au climat dans les processus d'entreprise. Entre-temps, OPG a défini des mesures initiales qu'elle considère comme pertinentes pour les parties prenantes, lesquelles se présentaient comme suit aux 31 décembre et pour les exercices clos à ces dates :

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. Les unités de production nucléaire faisant l'objet de réfection ne sont pas prises en compte. La catégorie du gaz comprend la centrale Lennox alimentée par deux combustibles et les centrales à cycle combiné de la Société, exploitées par Atura Power.

² OPG continue d'évaluer et d'optimiser ses sources d'émissions de GES de niveau 1 et de niveau 2 ainsi que ses processus de quantification.

Mesures en matière de changements climatiques	
<i>Capacité de production en service par type de production</i> ¹	Au 31 décembre 2023, la capacité de production en service découlant de sources à faibles émissions de carbone a augmenté comparativement à celle au 31 décembre 2022. La hausse de 11 MW découle du réaménagement de la centrale Calabogie mené à terme en avril 2023. Pour obtenir un complément d'information, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants</i> sous <i>Excellence des projets – Réaménagement de la centrale hydroélectrique Calabogie</i> .
<i>Production d'électricité par type de production</i> ²	La production d'électricité tirée de sources d'électricité à faibles émissions de carbone (a représenté environ 90 % de la production totale d'électricité d'OPG en 2023, contre 92 % en 2022. Ce pourcentage moins élevé s'explique principalement par l'accroissement de la production d'électricité du secteur Atura Power, attribuable à l'augmentation de la demande d'électricité des centrales à cycle combiné.
<i>Bail des centrales par type d'installation; risque de transition lié au climat</i> ³	Le Bail de la production à faibles émissions de carbone a augmenté en 2023, par rapport à celui de 2022, en raison surtout de la hausse des revenus imputable à l'augmentation de la production dans le secteur Production nucléaire réglementée, contrebalancée en partie par la baisse du bénéfice du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre. Pour un complément d'information, se reporter aux rubriques <i>Production nucléaire réglementée</i> et <i>Production hydroélectrique réglementée</i> sous <i>Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité</i> .
<i>Émissions de GES de niveau 1 – Directes et taux d'émissions atmosphériques</i> ⁴	La mesure des émissions de GES de niveau 1 détermine les émissions directes d'éq. CO ₂ e des activités thermiques et nucléaires et des autres centrales d'OPG. En 2022, 2 866 569 t d'éq. CO ₂ (2 092 543 t d'éq. CO ₂ en 2021) ont été émises par les activités thermiques, soit environ 99 % du total des émissions d'éq. CO ₂ d'OPG, les émissions restantes provenant des activités des centrales nucléaires et d'autres centrales. L'augmentation des émissions d'éq. CO ₂ en 2022 par rapport à 2021 a été principalement attribuable à la hausse de la production d'électricité des centrales à cycle combiné d'Atura Power. Pour 2022, OPG a émis en moyenne 36,9 t d'éq. CO ₂ par gigawattheure (GWh) sur la base de la production totale d'électricité (27,2 t d'éq. CO ₂ par GWh en 2021).
<i>Émissions indirectes de GES de niveau 2</i> ⁴	La mesure des émissions de GES de niveau 2 détermine les émissions indirectes d'éq. CO ₂ découlant de l'achat de la production des fournisseurs de services publics. Pour 2022, environ 16 197 t d'éq. CO ₂ (4 250 t d'éq. CO ₂ en 2021) ont été émises selon les achats d'énergie. La hausse des émissions d'éq. CO ₂ en 2022 par rapport à 2021 est surtout attribuable aux efforts soutenus visant à améliorer les stocks d'émissions de GES de cette catégorie.

¹ Mesure de la capacité 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 la production alimentée à la biomasse (qui utilise des granules de bois provenant de forêts gérées durablement) sont toutes considérées comme des sources à faibles émissions de carbone.

² Mesure de l'électricité produite provenant de diverses sources de production d'OPG et mesure de suivi des sources de production d'énergie à faibles émissions de carbone (énergie nucléaire, renouvelable et alimentée à la biomasse) par rapport à d'autres sources.

³ Mesure de la partie du Bail des centrales électriques d'OPG tiré de sources de production à faibles émissions de carbone.

⁴ Les émissions de GES de niveau 1, le taux d'émission et les émissions de niveau 2 sont déclarés chaque année. Les données pour 2023 seront disponibles au deuxième trimestre de 2024.

Équité, diversité et inclusion

OPG s'engage à promouvoir l'équité, la diversité et l'inclusion en milieu de travail, dans le cadre d'une culture où tous les employés, entrepreneurs et partenaires d'affaires sont traités de façon équitable et respectueuse. Pour OPG, l'équité, la diversité et l'inclusion sont des valeurs essentielles à la constitution d'une main-d'œuvre diversifiée, engagée et agile dans une industrie dynamique et en pleine évolution, et sont fondamentales à l'atteinte de ses objectifs stratégiques.

Forte de l'appui de ses employés, de ses partenaires d'affaires et des collectivités où elle exerce ses activités, la Société continue d'être fidèle à sa stratégie et à ses priorités en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, comme suit :

- Mettre en valeur l'équité – Veiller à ce que la main-d'œuvre de la Société reflète les collectivités dans lesquelles elle offre des services.
- Célébrer la diversité – Souligner les employés ayant une expérience, des compétences et des caractéristiques uniques.
- Favoriser une culture inclusive – Créer des cultures inclusives où chacun peut communiquer, se perfectionner et avoir un sentiment d'appartenance.

L'engagement de la Société à l'égard de l'équité, de la diversité et de l'inclusion soutient sa stratégie sur 10 ans en cette matière et est renforcé grâce au Code de conduite professionnelle de la Société et sa gouvernance connexe.

En mars 2023, OPG figurait au palmarès des meilleurs employeurs du Canada sur le plan de la diversité de 2023, qui reconnaît les employeurs de partout au pays qui se sont dotés de programmes exceptionnels en matière de diversité et d'inclusion en milieu de travail. Ce prix marque l'atteinte de l'objectif à court terme de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG et reflète le travail accompli par l'entreprise pour établir une base solide pour l'excellence dans les pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion à long terme. Se reporter au site Web de la Société à l'adresse www.opg.com pour plus de détails sur la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

Le renforcement et la diversification de la société sont l'une des principales priorités de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion afin de répondre aux besoins d'un marché du travail et d'une main-d'œuvre en évolution. Au troisième trimestre de 2023, OPG a finalisé un nouveau plan d'équité en matière d'emploi élargi (plan d'équité) qui détermine des cibles d'équité en matière d'emploi pour les Autochtones, les femmes, les personnes racialisées et les personnes handicapées. Le plan d'équité vise à corriger les désavantages passés et continus auxquels font face ces groupes, conformément à la *Loi sur l'équité en matière d'emploi*, et il est conforme aux objectifs de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion d'OPG, notamment l'atteinte de l'équité en matière d'emploi en s'assurant que l'effectif de la Société rend compte des collectivités qu'elle sert d'ici 2030.

OPG continue de faire la promotion de son engagement envers l'équité, la diversité et l'inclusion à l'échelle de l'entreprise et de ses sites de l'organisation, notamment par la mise en place de programmes et de soutien exhaustifs, de comités de l'équité, de la diversité et de l'inclusion à l'échelle locale ainsi que de groupes de ressources pour les employés à l'échelle provinciale. Ces structures servent d'appui aux politiques, aux programmes et aux initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et favorisent l'engagement, la rétroaction et les occasions de réseautage des employés, les discussions entre pairs et la sensibilisation aux questions relatives à l'équité, à la diversité et à l'inclusion.

OPG continue d'étendre la formation et les ressources éducatives relatives à l'équité, à la diversité et à l'inclusion. En 2023, OPG a offert une formation sur l'équité, la diversité et l'inclusion à l'échelle de l'entreprise, notamment une formation interactive aux leaders sur la lutte contre le racisme, l'équité en matière d'emploi et la manière dont les leaders peuvent contribuer à l'atteinte des objectifs de la stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion. De plus, OPG et l'initiative BlackNorth ont lancé le programme BlackNorth Connect, une plateforme en ligne donnant aux candidats noirs accès au marché de l'emploi, au mentorat, aux bourses d'études, aux bourses et aux occasions de stages dans divers secteurs d'activité.

OPG est engagée à adopter des pratiques en matière d'emploi visant à accroître la représentation des quatre groupes désignés par la *Loi sur l'équité en matière d'emploi*. OPG utilise les mesures fournies par Emploi et développement social Canada pour évaluer les progrès et repérer les écarts entre la disponibilité externe et la représentation interne des quatre groupes désignés. Les calculs de la disponibilité sur le marché du travail reposent sur des données provenant de Statistique Canada et l'Enquête canadienne sur l'incapacité, et dépendent du secteur d'activité, de l'emplacement géographique et de la catégorie d'emploi d'OPG. En vertu de la *Loi sur l'équité en matière d'emploi*, un effectif atteint l'équité en matière d'emploi lorsque la représentation interne des groupes désignés correspond à la disponibilité sur le marché du travail pertinente.

La représentation des quatre groupes désignés au sein de l'effectif d'OPG aux 31 décembre s'établissait comme suit par rapport à la disponibilité sur le marché du travail :

Groupe désigné ¹	Disponibilité sur le marché du travail ²	Disponibilité	
		2023	2022
Femmes	26,4 %	23,2 %	23,7 %
Autochtones	2,3 %	2,2 %	2,2 %
Personnes racialisées	24,1 %	19,9 %	18,6 %
Personnes handicapées	8,5 %	6,5 %	6,7 %

¹ Les données sur la représentation au sein de l'effectif d'OPG dépendent de la volonté des employés de s'identifier.

² Les données sur la disponibilité sur le marché du travail présentées portent sur 2022, car celles de 2023 n'ont pas encore été publiées.

Un tableau de bord sur l'équité en matière d'emploi, qui regroupe les données démographiques volontairement fournies par les employés, est utilisé à l'appui des programmes en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et des efforts visant à combler les écarts entre la composition de l'effectif d'OPG et les collectivités dans lesquelles elle mène ses activités. Les données permettent également à la Société de repérer et d'éliminer les obstacles systémiques au maintien en poste, à l'avancement et à la réussite des groupes qui ont toujours été défavorisés dans le cadre de ses initiatives visant à atteindre une équité en matière d'emploi durable. Ces efforts sont renforcés par un accent continu mis sur l'intégration des principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans les processus de recrutement, de planification de la relève et d'avancement.

OPG applique les principes d'équité, de diversité et d'inclusion dans la planification de la relève et contrôle les mesures en vue de s'assurer que le bassin de candidats à des postes de la direction est diversifié et juste. La représentation des groupes désignés au sein du conseil et de la haute direction s'établissait comme suit au 31 décembre 2023 :

	Femmes		Hommes		Total
Administrateurs indépendants	6	60,0 %	4	40,0 %	10
Diversité d'administrateurs indépendants ¹					>60 %
Dirigeants ²	6	50,0 %	6	50,0 %	12
Équipe de leadership de l'entreprise ³	7	53,8 %	6	46,2 %	13
Équipe de la haute direction ⁴	13	36,1 %	23	63,9 %	36

¹ Selon la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, les administrateurs indépendants d'OPG comptent trois personnes s'identifiant à plus d'un des quatre groupes désignés.

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 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

OPG détient et exploite des actifs de production d'électricité dans le traité et les territoires traditionnels des Autochtones en Ontario. La politique sur les relations avec les Autochtones d'OPG et le plan d'action pour la réconciliation formalisent l'engagement de la Société à travailler avec les collectivités autochtones, à favoriser des relations positives et mutuellement avantageuses qui généreront des avantages sociaux et économiques grâce aux partenariats et à la collaboration. OPG cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect, la transparence et la responsabilité conjointe. 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 à proximité des opérations actuelles et futures de la Société. OPG a reçu la certification de niveau OR du programme Relations autochtones progressistes mis sur pied par le Conseil canadien pour l'entreprise autochtone, qui confirme qu'OPG s'est dotée des meilleures pratiques nationales et a fait preuve de son engagement en matière de relations avec les Autochtones. Se reporter au site Web de la Société à l'adresse www.opg.com pour consulter le plan d'action de réconciliation d'OPG.

La Société a travaillé en partenariat avec des collectivités autochtones en Ontario à la construction de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr., de la centrale hydroélectrique Lower Mattagami, de la centrale hydroélectrique Lac Seul et de la centrale solaire Nanticoke. Le tableau suivant présente des statistiques globales liées à ces partenariats de développement liés à la production d'énergie pour les exercices clos les 31 décembre :

Données sur les partenariats avec les Autochtones	2023	2022
Capacité de production en service en partenariat avec les collectivités autochtones (MW)	574	574
Revenus de production d'électricité tirés en partenariat avec les collectivités autochtones (en millions of dollars)	261	251

OPG continue de maintenir un engagement proactif et continu avec les collectivités autochtones en ce qui concerne les activités et les projets de la Société, notamment ce qui suit :

- en août 2023, OPG a accueilli des représentants de Six Nations of the Grand River à l'installation de gestion des déchets Darlington et animé une visite de l'installation de traitement à sec du combustible irradié;
- en octobre 2023, des représentants d'OPG ont rencontré le chef et le conseil de la Première Nation d'Alderville afin de leur présenter les activités des centrales nucléaires d'OPG ainsi qu'une mise à jour sur le NPND. La rencontre a compris une visite du parc éolien de la Première Nation d'Alderville et de sa savane de chênes noirs. OPG a également accueilli des représentants de la Nation Anishinabek pour une formation sur les PRM prévus au site du NPND. La Nation Anishinabek est une organisation provinciale et territoriale des Premières Nations représentant 39 membres des Premières Nations Anishinabek en Ontario. La formation de deux jours a inclus une table ronde portant sur les activités nucléaires d'OPG et une visite guidée du site du NPND;
- en novembre 2023, OPG a organisé des événements sur les carrières avec la Première Nation de Curve Lake et la Première Nation de Georgina Island;
- en décembre 2023, une cérémonie en hommage aux arbres a été organisée au site du NPND à laquelle ont assisté des représentants de certaines Premières Nations Treaties William.

Un accès accru pour les Autochtones aux possibilités d'emploi et de devenir fournisseurs est l'un des engagements clés dont fait état le plan d'action de réconciliation d'OPG, lequel comprend le programme de possibilités des Autochtones d'OPG qui a souligné sa sixième année d'existence 2023. En collaboration entre OPG, l'Electrical Power Systems Construction Association (EPSCA), Kagita Mikam Aboriginal Employment and Training et les syndicats et fournisseurs qui participent au projet de réfection de la centrale Darlington, le programme embauche des participants autochtones pour pourvoir des postes d'ouvriers de la construction dans le secteur de l'énergie, tels que des menuisiers, des chaudronniers et des mécaniciens de chantier. Au 31 décembre 2023, le programme dépassait son objectif annuel de 60 %, plaçant 32 participants dans des rôles d'employés dans le cadre du programme de possibilités

des Autochtones. Depuis le lancement du programme en 2018, 125 participants ont été placés dans des rôles d'employés.

OPG continue de mettre l'accent sur l'augmentation des occasions pour les entreprises autochtones de participer à la chaîne d'approvisionnement de la Société au moyen de processus d'approvisionnement concurrentiels. En 2023, OPG a accordé des contrats de ce type évalués à 140 millions de dollars à des entreprises autochtones. Depuis le lancement du plan d'action de réconciliation d'OPG en 2021, OPG a accordé des contrats évalués à 198 millions de dollars à des entreprises autochtones, soit environ 20 % de l'engagement de la Société à générer des retombées économiques de 1 milliard de dollars pour les entreprises et les collectivités autochtones sur une période de 10 ans.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2023, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Services nucléaires durables réglementés
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrats et autre
- Atura Power

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. Ces revenus comprennent 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 réglementés et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. En outre, le secteur rend compte des dépenses liées aux PRM au site du NPND, ceux-ci étant désignés comme des centrales nucléaires à tarifs réglementés par la CEO.

Services nucléaires durables réglementés

Le secteur Services nucléaires durables réglementés 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, au déclassement 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 installations connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. 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 Services nucléaires durables réglementés, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Services nucléaires durables réglementés. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Services nucléaires durables réglementés est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés de 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 hydroélectrique visée par contrats et autre

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrats 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 exploitées aux termes des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. La majorité des centrales aux États-Unis fournissent actuellement de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité.

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre comprend la quote-part revenant à OPG des revenus des installations productrices d'électricité dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire, et des revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur.

Secteur Atura Power

Le secteur Atura Power exerce ses activités en Ontario, produisant et vendant de l'électricité à partir des centrales à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales prises en compte dans le secteur sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Le secteur comprend également les revenus tirés de la participation au programme visant les marchés de réserve d'exploitation et le programme de tarifs de rachat garantis de la SIERE. En outre, le secteur comprend les dépenses d'Atura Power liées aux projets de développement, y compris la production d'hydrogène faible en carbone et les systèmes de stockage d'énergie à batterie.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022
Production d'électricité (TWh)	36,1	35,3
Revenus	4 277	3 943
Charges liées au combustible	269	264
Marge brute	4 008	3 679
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 400	2 251
Taxes foncières	25	24
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	1 583	1 404
Dotation aux amortissements	527	607
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 056	797

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 259 millions de dollars en 2023 en regard de celui de 2022.

L'augmentation du bénéfice a surtout été attribuable à une hausse de 123 millions de dollars des revenus découlant de l'augmentation des tarifs réglementés de base pour l'énergie nucléaire approuvée par la CEO en vigueur en 2023 et à une hausse de 89 millions de dollars des revenus liée à l'augmentation de la production d'électricité de 0,8 TWh.

L'augmentation du bénéfice a également été attribuable à une baisse de 80 millions de dollars de la dotation aux amortissements, à une hausse de 68 millions de dollars des revenus autres que ceux tirés de la production d'électricité, en raison surtout de l'augmentation des services de détritiation et des ventes d'isotopes, et à une hausse de 45 millions de dollars des montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs.

La diminution de la dotation aux amortissements rend principalement compte des montants comptabilisés comme étant recouvrables à partir des comptes réglementaires des clients liés aux écarts entre les hypothèses comptables sur les fins de vie de la centrale Pickering et celles reflétées dans les tarifs de base réglementés pour la production nucléaire entrés en vigueur en 2023.

L'augmentation du bénéfice a été contrebalancée en partie par la hausse de 149 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, attribuable en grande partie aux charges de rémunération plus élevées. La hausse des dépenses liées aux travaux de maintenance cycliques et aux autres travaux de maintenance prévus réalisés à la centrale Pickering en 2023 a également entraîné une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Pour obtenir un complément d'information sur la hausse des charges de rémunération, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*.

Voici le nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée aux centrales nucléaires Darlington et Pickering :

	2023	2022
Jours d'interruption planifiée		
Centrale Darlington ¹	11,8	46,1
Centrale Pickering	371,2	404,3
Jours d'interruption non planifiée		
Centrale Darlington ¹	20,9	59,5
Centrale Pickering	76,1	50,3

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 font l'objet de travaux de réfection. Ainsi, l'unité 3 de la centrale Darlington a été exclue du nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée durant la période de réfection, soit du 3 septembre 2020 au 17 juillet 2023, et l'unité 1 et l'unité 4 de la centrale Darlington ont été exclues des mesures étant donné que les travaux de réfection ont commencé respectivement le 15 février 2022 et le 19 juillet 2023.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington en 2023 par rapport à celui de 2022 s'explique surtout par le calendrier des interruptions pour maintenance cyclique de la centrale.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2023 par rapport à celui de 2022 s'explique surtout par l'arrêt du bâtiment sous vide à l'échelle de la centrale au quatrième trimestre de 2022. La diminution a été contrebalancée en partie par l'incidence du calendrier de maintenance cyclique de la centrale et d'autres travaux de maintenance planifiés effectués en 2023.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Darlington en 2023 par rapport à celui de 2022 s'explique surtout par les travaux de maintenance de la turbine et par les activités non routinières de maintenance du transformateur et de l'instrumentation en 2022.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Pickering en 2023 par rapport à celui de 2022 s'explique essentiellement par les travaux de maintenance de la turbine et la nécessité d'effectuer des travaux de réparation associés au système de régulation des turbines de l'unité 1 durant le premier semestre de 2023, ainsi que par les travaux de maintenance de la fournaise et du transformateur de sortie effectués au troisième trimestre de 2023.

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

	2023	2022
Facteur de capacité des unités de production (%) ^{1, 2}		
Centrale Darlington	97,0	87,0
Centrale Pickering	80,7	80,0

¹ Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut les unités pendant toute période au cours de laquelle elles font l'objet de travaux de réfection.

² 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 production de la centrale Darlington a augmenté en 2023 par rapport à celui de 2022, en raison surtout du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée et non planifiée. La hausse du facteur de capacité des unités de production de la centrale Darlington en 2023 rend compte de la grande fiabilité des unités suivant leur réfection. Le facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering en 2023 était comparable à celui de 2022.

Services nucléaires durables réglementés

(en millions de dollars)	2023	2022
Revenus	203	210
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	203	210
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	1 167	1 124
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(1 057)	(1 031)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(110)	(93)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 17 millions de dollars en 2023 en regard de celle de 2022. La hausse s'explique principalement par l'augmentation de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs nucléaires, compensée en partie par la hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires. La hausse de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs nucléaires est attribuable à l'augmentation de la valeur actuelle de l'obligation sous-jacente pour refléter le passage du temps.

La hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires est surtout attribuable à la croissance de la valeur actuelle du passif de capitalisation sous-jacent selon le plan de référence en vertu de l'ONFA en vigueur. Étant donné que le Fonds distinct de déclasserement et le Fonds pour combustible irradié étaient surcapitalisés en 2023 et en 2022, ils n'ont pas subi l'incidence des rendements du marché et du taux de rendement garanti fourni par la Province pour une partie du Fonds distinct pour combustible irradié.

Lorsque les deux fonds sont surcapitalisés, OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan consolidé à la valeur actuelle du passif de capitalisation sous-jacent selon le plan de référence en vigueur en vertu de l'ONFA. Pour en savoir plus sur la comptabilisation des Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022
Production d'électricité (TWh)	31,4	31,1
Revenus ¹	1 485	1 538
Charges liées au combustible	327	318
Marge brute	1 158	1 220
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	391	363
Impôts fonciers	1	1
Autres pertes	9	5
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	757	851
Dotation aux amortissements	181	174
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	576	677

¹ Pour 2023 et 2022, 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 15 millions de dollars et 14 millions de dollars. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients. 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 diminué de 101 millions de dollars en 2023 en regard de celui de 2022. La baisse du bénéfice découle surtout de l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité offerts sur les marchés sur les revenus de gestion de la congestion en 2022 et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration imputable surtout à une augmentation des charges de rémunération. Pour obtenir un complément d'information sur la hausse des charges de rémunération, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*.

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

	2023	2022
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	85,8	86,9

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 en 2023 est comparable à celle de 2022.

Production hydroélectrique visée par contrats et autre

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2023	2022
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	5,2	5,5
Revenus	815	806
Charges liées au combustible	58	62
Marge brute	757	744
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	274	252
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	8	8
Taxes foncières	18	19
Autres pertes	4	22
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	453	443
Dotation aux amortissements	165	158
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	288	285

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 3 millions de dollars en 2023 en regard de celui de 2022. L'augmentation du bénéfice a surtout été attribuable à une hausse du bénéfice des centrales hydroélectriques en Ontario, favorisée par une hausse des revenus des centrales Lower Mattagami. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse du bénéfice des activités aux États-Unis, reflétant l'incidence de la diminution des tarifs de l'électricité des marchés de gros, et la baisse du bénéfice des centrales thermiques en Ontario découlant surtout de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

La diminution des autres pertes en 2023 découle en grande partie de la mise hors service de certaines immobilisations aux centrales hydroélectriques Lower Mattagami en 2022.

La disponibilité hydroélectrique des centrales et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre se présentaient comme suit :

	2023	2022
Disponibilité hydroélectrique (%) ^{1, 2}	85,9	88,3
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) ²	1,8	1,6

¹ La disponibilité hydroélectrique prend en compte les centrales hydroélectriques en Ontario et aux États-Unis.

² La disponibilité hydroélectrique et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques sont définis à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*.

La disponibilité hydroélectrique a diminué en 2023 par rapport à celle de 2022, en raison surtout du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée aux centrales hydroélectriques Lower Mattagami.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques a augmenté légèrement en 2023 en regard de celui de 2022, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Atikokan.

Secteur Atura Power

(en millions de dollars)	2023	2022
<i>Production d'électricité (TWh)</i>	8,2	6,6
Revenus	789	950
Charges liées au combustible	320	461
Marge brute	469	489
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	80	69
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	2	2
Taxes foncières	3	3
Autres gains	(93)	(2)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	477	417
Dotation aux amortissements	121	115
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	356	302

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 54 millions de dollars en 2023 en regard de celui de 2022. La hausse du bénéfice a trait surtout à la comptabilisation d'un passif éventuel lié à une entente de règlement conclue en 2021 dans le cadre de l'acquisition de centrales à cycle combiné. La hausse a été contrebalancée en partie par la baisse de la marge brute attribuable à une augmentation des coûts de conformité en matière de GES et à une diminution des paiements de capacité aux termes des CAE respectives découlant des interruptions non planifiées aux centrales Halton Hills et Portlands Energy Centre. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration découle des projets en cours à l'égard du développement commercial.

La disponibilité thermique des centrales du secteur Atura Power se présentait comme suit :

	2023	2022
Disponibilité thermique (%) ¹	89,5	90,4

¹ La disponibilité thermique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR*. La mesure reflète la disponibilité des centrales à cycle combiné à la clôture de l'exercice, calculée sur une moyenne de trois exercices consécutifs.

La disponibilité des centrales thermiques à cycle combiné en 2023 a été comparable à celle en 2022.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

OPG a recours à plusieurs sources de financement pour disposer de suffisamment de liquidités et satisfaire ses besoins de financement. 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; 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 2023 et 2022 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de l'exercice	1 595	698
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 538	2 997
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 969)	(2 426)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	320	322
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	(3)	4
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(114)	897
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	1 481	1 595

Les flux de trésorerie liés aux 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, pour augmenter la capacité de production et prolonger la durée de vie des centrales existantes, et investir dans le développement de nouvelles installations, dans les technologies émergentes et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 543 millions de dollars en 2023 en comparaison de ceux de 2022, en raison principalement de la hausse des dépenses d'investissement, surtout dans le secteur Production nucléaire réglementée, de la baisse du produit reçu de la vente en 2022 de certains locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, et de l'acquisition en février 2023 de l'immeuble et des terrains environnants pour le nouveau siège social situés au 1908, Colonel Sam Drive, à Oshawa, en Ontario.

Activités de financement

Au 31 décembre 2023, l'encours de la dette à long terme s'établissait à 10 342 millions de dollars, y compris une tranche de 603 millions de dollars échéant à moins d'un an. L'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2023 s'établissait à 200 millions de dollars.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2023 ont été comparables à ceux de 2022.

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2023 :

(en millions de dollars)		Montant
Facilités bancaires :		
Siège social ^{1, 2}		1 648
Siège social ¹	\$ US	750
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ³		460
OPG Eagle Creek Holdings LLC et ses filiales	\$ US	20
Facilité conclue avec la SFIEO ²		750

¹ Certaines facilités de crédit du siège social comportent une caractéristique liée au développement durable qui permet une réduction des prix si la Société respecte certaines cibles en matière de développement durable.

² Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette.

³ Une lettre de crédit de 60 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2023 en vertu de cette facilité.

La dette à court terme, les lettres de crédit et les garanties s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2023	2022
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	200	65
Total de la dette à court terme	200	65
Lettres de crédit	525	439
Garanties ¹	32	35

¹ Au 31 décembre 2023, l'incidence possible de la juste valeur des garanties en cours sur le bénéfice était de 1 million de dollars, et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Au 31 décembre 2023, des lettres de crédit totalisant 525 millions de dollars avaient été émises (439 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 décembre 2023, ce montant comprenait une tranche de 308 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 79 millions de dollars à l'égard d'Atura Power, une tranche de 60 millions de dollars à l'égard de Lower Mattagami Energy Limited Partnership, une tranche de 46 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 15 millions de dollars à l'égard d'UMH Energy Partnership et une tranche de 1 million de dollars à l'égard de PSS Generating Station Limited Partnership.

L'encours de la dette à long terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2023	2022
Billets à moyen terme à payer	4 650	4 650
Billets de premier rang à payer aux termes des facilités de crédit du siège social	2 822	2 618
Financement de projets	2 877	2 892
Autres	25	25
Total de la dette à long terme ¹	10 374	10 185

¹ Compte non tenu de l'incidence de la prime associée à la juste valeur et des frais d'émission d'obligations non amortis.

De plus amples renseignements sur les activités de financement au cours de l'exercice se trouvent à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière*.

Capital-actions

Aux 31 décembre 2023 et 2022, 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 2023 et 2022, 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'OPG donne son approbation.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2023 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	161	143	97	70	60	110	641
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	161	166	-	-	-	-	327
Remboursement sur la dette à long terme	603	588	674	530	248	7 731	10 374
Intérêts sur la dette à long terme	372	357	340	329	311	4 250	5 959
Remboursement sur la dette à court terme	200	-	-	-	-	-	200
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington et au NPND ²	257	-	-	-	-	-	257
Permis d'exploitation	53	55	56	49	50	155	418
Obligations en vertu de contrats de location simple	15	11	11	8	4	19	68
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 505	-	-	-	-	-	1 505
Autres	105	53	15	13	8	83	277
Total	3 432	1 373	1 193	999	681	12 348	20 026

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprenaient les obligations de capitalisation continues, conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2023. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2026 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 le 1^{er} janvier 2026 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 les projets, y compris les montants à comptabiliser pour les travaux réalisés, la démobilisation du personnel affecté aux projets, 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 déclassement de centrales nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, déterminé selon les plans de référence mis à jour périodiquement et approuvés par la Province. Aux termes du plan de référence en vertu de l'ONFA de 2022 approuvé par la Province, OPG n'est pas tenue, à l'heure actuelle, de verser des cotisations aux 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 2026. Comme cela peut être le cas en raison du caractère variable du rendement des actifs du fonds attribuable à la volatilité des marchés des capitaux et, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, en raison des variations de l'IPC de l'Ontario ainsi que des modifications aux estimations de passif de capitalisation.

Pour en savoir plus sur les Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Conventions collectives

Au 31 décembre 2023, OPG et ses filiales en propriété exclusive comptaient environ 10 460 employés à temps plein et temporaires (effectif permanent), surtout en Ontario. Conformément aux conventions collectives, les employés syndiqués temporaires peuvent être embauchés au lieu d'employés syndiqués à temps plein pour des postes susceptibles d'être supprimés dans l'avenir en raison de la fermeture des unités de la centrale Pickering. La majeure partie de l'effectif permanent d'OPG en Ontario est représentée par deux syndicats :

- PWU – Au 31 décembre 2023, ce syndicat représentait environ 5 220 employés à temps plein et temporaires, soit 50 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales. Sont membres de ce syndicat des opérateurs de centrales, des techniciens, des ouvriers qualifiés, des employés de bureau et des membres du personnel de sécurité. Le 11 avril 2023, les membres du PWU ont ratifié le renouvellement d'une convention collective de deux ans négociée par les parties portant sur la période entre le 1^{er} avril 2022 et le 31 mars 2024. Les négociations pour le renouvellement d'une nouvelle convention collective ont commencé en février 2024 et elles se poursuivent.

De plus, deux conventions collectives ont été conclues entre le PWU et Atura Power et une convention collective a été conclue entre le PWU et LEP. La convention collective de deux ans couvrant les employés représentés par le PWU de la centrale Brighton Beach d'Atura Power a pris fin le 16 novembre 2023, et des négociations pour le renouvellement de la convention collective sont en cours. La convention collective couvrant les employés représentés par le PWU des autres centrales d'Atura Power a pris fin le 31 décembre 2022. En octobre 2023, le renouvellement d'une convention collective de deux ans, venant à échéance le 31 décembre 2024, a été ratifié par les membres du PWU. La convention collective de trois ans entre le PWU et LEP a pris fin le 28 février 2023. En août 2023, le renouvellement d'une convention collective de deux ans a été ratifié par les membres du PWU et doit prendre fin le 28 février 2025.

- Society – Au 31 décembre 2023, ce syndicat représente environ 3 570 employés à temps plein et temporaires, soit 34 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales. Sont membres de ce syndicat des superviseurs, des ingénieurs, des scientifiques et d'autres professionnels. En prévision de l'échéance de la convention collective entre Society et OPG le 31 décembre 2023, des négociations pour le renouvellement de la convention collective ont eu lieu au second semestre de 2023. Les négociations n'ayant pas permis aux parties de conclure une entente, elles ont fait appel à la médiation et à l'arbitrage exécutoire en novembre 2023. Le 16 décembre 2023, Society et OPG ont reçu la sentence arbitrale qui fixera la version définitive d'une convention collective de deux ans portant sur la période du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2025.

Le 26 juin 2023, Society a déposé une requête relative à l'employeur auprès de la Commission des relations de travail de l'Ontario. La requête a désigné OPG et Atura Power en tant que parties intimées et a affirmé qu'elles constituent un employeur unique aux fins de la *Loi de 1995 sur les relations de travail*, ou, subsidiairement, à la vente d'une entreprise. OPG et Atura Power s'opposent à la requête. La médiation s'est déroulée en septembre 2023, et les discussions se poursuivent entre les parties.

Par ailleurs, 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'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, le cas échéant. La majorité de ces conventions collectives sont conclues pour plusieurs années et arrivent à échéance le 30 avril 2025. Une convention est arrivée à échéance le 30 avril 2023 et une entente de principe a été conclue le 30 janvier 2024 en vue de son renouvellement, lequel est actuellement en attente de ratification par les parties. 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 2023 d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Immobilisations corporelles – montant net L'augmentation découle principalement des dépenses d'investissement au cours de l'exercice, en partie contrebalancées par la dotation aux amortissements. Pour plus de précisions sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique <i>Faits saillants</i> sous <i>Dépenses d'investissement</i> .	33 460	31 767
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 des Fonds distincts nucléaires.	21 563	20 706
Dette à long terme <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation est principalement imputable aux émissions nettes aux termes des facilités de crédit du siège social de la Société, déduction faite des remboursements de dette à la SFIEO.	10 342	10 152
Passifs liés 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 nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.	25 386	24 315
(Passifs) actifs au titre des régimes de retraite La diminution des actifs s'explique principalement par la réévaluation des passifs à la fin de 2023 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.	(883)	450
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite L'augmentation s'explique principalement par la réévaluation des passifs à la fin de 2023 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.	2 641	2 322

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.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables importantes récentes, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2023 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

En septembre 2022, OPG a obtenu la prolongation de la 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. Cette dispense a remplacé celle qu'OPG avait reçue au préalable de la CVMO en avril 2018. Elle prendra désormais fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2027
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs
- L'exercice ouvert à compter de la plus tardive des dates suivantes :
 - I. La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board (IASB) pour l'application obligatoire d'une IFRS propre aux entités dont les activités sont assujetties à des tarifs réglementés (la norme obligatoire relative aux tarifs réglementés)
 - II. Deux ans après la publication par l'IASB de la version définitive d'une norme obligatoire relative aux tarifs réglementés

Le projet en cours de l'IASB pour l'établissement d'une norme propre aux entités exerçant des activités à tarifs réglementés est en cours.

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 et les centrales nucléaires Darlington et Pickering également 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 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 ou 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 réglementaires et passifs 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 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 et les passifs 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 amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Les actifs réglementaires et les passifs réglementaires sont réduits à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des tarifs réglementés des centrales nucléaires et hydroélectriques aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant à leur partie respective des 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 a été saisi dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés 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 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 comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés 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 au 31 décembre 2017 du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.

L'entente de règlement relative à la demande tarifaire pour 2022 à 2026 d'OPG a permis de recouvrer les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les besoins en revenus tirés de la production nucléaire, les différences entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite calculés selon la comptabilité d'engagement et les montants prévus correspondants pris en compte dans les besoins en revenus approuvés étant comptabilisées dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins d'examen ultérieur et d'approbation par la CEO. L'entente de règlement prévoyait également le recouvrement du solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, sans ajustement. Dans le cas des centrales hydroélectriques, le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés continue de servir à comptabiliser les différences entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles pour ces régimes.

De l'avis de la Société, les décisions susmentionnées ont collectivement permis d'établir 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 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, ainsi que les montants comptabilisés dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés après le 31 décembre 2019, seront inclus dans les tarifs réglementés futurs. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser des actifs réglementaires et des passifs réglementaires 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 actifs 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.

Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entreprise sur la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris.

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 liés aux installations existantes. 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.

Fonds distinct de déclasserement

À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds distinct de déclasserement. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclasserement 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 de capitalisation sous-jacent plus élevé, ou si le montant de la sous-capitalisation, le cas échéant, 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 premiers 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié.

Si une surcapitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié fait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 110 % 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 de capitalisation 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 déclassement 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 du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible et de moyenne activité qui devraient être générés chaque année.

En décembre 2022, la CCSN a accepté la proposition d'OPG à savoir que l'exigence de garantie financière d'OPG pour la période de 2023 à 2027 devra 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 2023 à 2027, 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.

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 et des filiales de la Société, lesquels sont tous consolidés dans les résultats financiers d'OPG. Certaines filiales de la Société offrent également un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel chaque employeur et les employés versent des cotisations selon les modalités du régime. Le régime de retraite à prestations déterminées d'OPG est indexé pour tenir compte de l'inflation jusqu'à un certain maximum. 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.

Méthode comptable

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 (telles que le taux de mortalité et la retraite) et économiques (telles que 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 et partenaires. 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 2023, la perte actuarielle nette non amortie (le gain actuariel net non amorti) et les (crédits) coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les avantages complémentaires de retraite totalisaient une perte nette de 664 millions de dollars (gain net de 1 134 millions de dollars au 31 décembre 2022). (Le gain actuariel net non amorti) la perte actuarielle nette non amortie et les (crédits) coûts des prestations au titre des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	180	373	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 057	(588)	38	23	(251)	(222)
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette amortissable	-	(9)	49	-	(435)	(716)
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	1 237	(224)	87	23	(686)	(938)
(Crédits) coûts des prestations non amortis au titre des services passés	(5)	(6)	-	-	31	11

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 actuelle 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 plus élevé se traduit par une diminution 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 2023 était d'environ 4,6 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation d'environ 5,3 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2022.

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 2023, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023. 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 données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2023 et des hypothèses démographiques conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a procédé, en 2023, 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 2023, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2023.

La situation du régime de retraite agréé, aux fins comptables, s'est détériorée, passant d'un excédent de 742 millions de dollars au 31 décembre 2022 à un déficit de 522 millions de dollars au 31 décembre 2023. Cette diminution s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2023 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, contrebalancée en partie par l'excédent du rendement réel des actifs des régimes de retraite par rapport aux frais d'intérêts sur les passifs en 2023.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 437 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 2 770 millions de dollars au 31 décembre 2023. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2023 qui tient compte d'une 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 2023, 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 %	(39)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	39	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(4)	-	(8)
Diminution de 0,25 %	4	-	9
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	44	-	1
Diminution de 0,25 %	(41)	-	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	11	1	1
Diminution de 0,25 %	(11)	(1)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	54
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(42)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

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

Obligations liées au déclassement d'immobilisations

OPG constate des obligations liées au déclassement 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 déclassement de centrales nucléaires représente les coûts estimatifs qu'il faut engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile, ce qui consiste à préparer la centrale à l'état de stockage sécuritaire et à la mettre en état de stockage sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Les activités liées à la mise en état de stockage sécuritaire des centrales comprennent le déchargement du combustible et l'assèchement des réacteurs nucléaires. OPG est responsable des activités de gestion des déchets nucléaires et de déclassement des installations aux centrales nucléaires Bruce, ce qui comprend les coûts associés aux obligations liées au le déclassement 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 au déchargement et à l'assèchement du combustible ne font pas partie des obligations d'OPG liées au déclassement 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 matières pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur gestion définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comptabilisés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2023 comprenaient des hypothèses de stratégie de cession conceptuelle à long terme conforme à la stratégie intégrée recommandée par la SGDN pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada, telles qu'elles étaient acceptées par le ministre fédéral de l'Énergie et des Ressources naturelles en 2023. La stratégie prévoit le stockage des déchets de faible activité dans des dépôts en surface dont la mise en œuvre sera assurée par les propriétaires des déchets, et le stockage des déchets de moyenne activité dans un dépôt géologique en profondeur dont la mise en œuvre sera assurée par la SGDN. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations sous-jacentes en fonction de l'information disponible, y compris les développements liés au processus de sélection du futur site pour le stockage des déchets de moyenne activité dans un dépôt géologique en profondeur par la SGDN.

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 actuelle des coûts de déclassement des installations nucléaires, thermiques et solaires et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actuelle de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité qui devraient être générés sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actuelle de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de matières 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'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les hypothèses relatives aux programmes, à la construction d'installations d'évacuation, aux dates de fin de vie des centrales, aux méthodes d'évacuation, aux indicateurs financiers, à la stratégie de déclassement et aux technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée à long terme de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans le traitement des

sous-produits nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes, y compris des facteurs indépendants de la volonté de la Société, 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 actuelle 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 actuelle 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 2023, il était établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 83 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2023, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actuelle s'établissaient à 25 116 millions de dollars (24 026 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 décembre 2023, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2023 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	578	795	829	583	487	46 273	49 545

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 270 millions de dollars au 31 décembre 2023 (289 millions de dollars au 31 décembre 2022). Ce passif représente principalement la valeur actuelle des coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile.

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 les quelques 40 prochaines années. Le montant des flux de trésorerie estimatifs futurs non actualisés associés aux passifs liés à l'enlèvement d'actifs thermiques est d'environ 352 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. 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 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.

GESTION DES RISQUES

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 de déterminer, 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 déterminer 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 revenus, 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 futur ou la situation financière future de la Société.

Risques pouvant compromettre l'excellence opérationnelle

OPG est exposée à divers risques opérationnels associés à ses actifs, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur sa production, sa performance en matière de sécurité et ses résultats d'exploitation. Comme il est décrit ci-dessous, les risques opérationnels inhérents à une centrale touchent divers aspects comme la sécurité au travail, le recrutement, la fiabilité de l'équipement, la performance humaine, le changement climatique, les exigences réglementaires et la technologie.

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 de cybersécurité peuvent avoir une incidence sur la disponibilité et l'intégrité des systèmes d'information et la protection des renseignements personnels qu'ils contiennent. En outre, les incidents liés à la cybersécurité pourraient nuire à la production d'électricité, à la sécurité du public et des employés et à la réputation d'OPG.

Les incidents liés à la cybersécurité sont en hausse depuis plusieurs années partout dans le monde, et cette tendance devrait s'accroître à mesure que la dépendance aux technologies à l'échelle mondiale continue d'augmenter. Des risques géopolitiques, comme l'invasion de l'Ukraine par la Russie, pourraient également perturber davantage la chaîne d'approvisionnement et donner lieu à des cyberattaques ciblant des nations occidentales, y compris des infrastructures. 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 cyberrisque 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 cyberrisques, 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 cyberrisques; 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 l'incidence des cyberincidents défavorables

	<ul style="list-style-type: none"> • L'adoption de pratiques de pointe du secteur pour réduire les cyberrisques 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 • L'intégration de la sécurité dès la conception à l'échelle de la Société afin d'évaluer et de gérer les cyberrisques
Chaîne d'approvisionnement	<p>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. En outre, la transition énergétique au Canada et partout dans le monde s'accélère afin de soutenir l'atteinte des objectifs de zéro émission nette, surtout par le biais de solutions liées à l'énergie renouvelable et à l'énergie nucléaire, ainsi que de technologies émergentes. Les stratégies de croissance et de transformation d'OPG comprennent des projets de développement et de réfection, ce qui exige l'engagement de fournisseurs expérimentés dont les capacités de servir OPG et d'autres clients importants simultanément pourraient être limitées. Ces contraintes pourraient avoir une incidence sur les initiatives de croissance d'OPG.</p> <p>OPG atténue ces risques, dans la mesure du possible, par le biais des mesures suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • négociations de contrats; • partenariats programmatiques avec des fabricants d'équipement d'origine; • modalités des contrats et surveillance des fournisseurs; • achat anticipé de matériaux à longs délais; • diversification des fournisseurs et plans de continuité des activités. <p>Des activités accrues sont en cours en vue de cerner les risques liés aux produits et services essentiels par l'évaluation des conditions de l'offre et de la demande et d'élaborer des stratégies d'atténuation des domaines présentant les risques les plus élevés.</p> <p>OPG fait face à des risques liés aux pressions inflationnistes sur les coûts et à la disponibilité des matériaux, qui touchent l'ensemble du secteur. Des risques géopolitiques pourraient également perturber les chaînes d'approvisionnement. OPG gère les pressions inflationnistes exercées sur les coûts si possible au moyen de l'achat anticipé de matériaux à longs délais, de la négociation de modalités contractuelles avec les fournisseurs aux fins des nouveaux achats et de la surveillance des fluctuations des coûts des matériaux.</p>
Relations de travail	<p>Au 31 décembre 2023, environ 84 % des employés à temps plein d'OPG et de ses filiales étaient représentés 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 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. OPG dispose de plans d'urgence en cas de conflit de travail.</p> <p>Pour plus de renseignements sur les conventions collectives, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants</i> sous <i>Excellence opérationnelle – Conventions collectives</i> et à la rubrique <i>Situation de trésorerie et sources de financement</i> sous <i>Obligations contractuelles – Conventions collectives</i>.</p>
Santé et sécurité	<p>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</p>

	<p>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.</p>
Fin de vie des actifs de production	<p>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. Le déclassement 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 principales composantes limitant la durée de vie des centrales nucléaires d'OPG comprennent les canaux de combustible, les tubes de liaison, les générateurs de vapeur et d'autres composants du réacteur.</p> <p>Les risques inhérents à la poursuite des activités commerciales d'une centrale ou d'une unité en fin de vie prévue comprennent :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la découverte de conditions imprévues; • des pannes de matériel; • le taux de dégradation de composantes clés d'une centrale; • la nécessité de modifications importantes à la centrale. <p>Pour atténuer ces risques, pour les activités nucléaires, OPG adopte des mesures recommandées à l'issue d'évaluations techniques réalisées dans le cadre du programme de travaux réalisés pendant l'interruption de chaque centrale. OPG intègre également 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. Les risques comprennent la dégradation des canaux de combustible, ce qui ferait en sorte que les activités des unités 5 à 8 de la centrale Pickering prendraient fin avant la réfection, soit avant septembre 2026. Ce risque est traité par des activités de prolongation de la durée de vie des canaux de combustible, notamment par la surveillance, les inspections et les analyses techniques permettant de confirmer l'aptitude fonctionnelle des composantes des canaux de combustible.</p> <p>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.</p>
Condition des actifs et variabilité de la production	<p>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 ces risques, OPG continue :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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.

Par suite des inspections, il a été déterminé que les principaux séparateurs-déshumidificateurs de toutes les unités de la centrale devaient être remplacés. Les séparateurs-déshumidificateurs ayant subi une détérioration pourraient avoir une incidence sur les composants en aval et entraîner une interruption non planifiée ou la prolongation d'une interruption planifiée. OPG s'appuie sur son expérience en matière d'exploitation dans le secteur et simule les conditions in situ au moyen de modèles pour former les fournisseurs collaborant au projet de remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs des unités de la centrale de Darlington. Pour un complément d'information sur ce projet, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

Capital humain

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 d'ingénierie, d'exploitation, de leadership et de gestion de projets.

Afin d'atténuer ce risque, OPG utilise des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement pour s'assurer de disposer d'une main-d'œuvre diversifiée possédant les compétences nécessaires pour une exploitation sûre et efficace des centrales et une bonne exécution des grands projets et des stratégies de croissance et de transformation. Les mesures d'atténuation des risques comprennent la planification de la relève, les stratégies de recrutement et de maintien en poste d'employés de talent et les programmes de gestion du savoir requis pour s'assurer que la main-d'œuvre est hautement qualifiée. OPG prévoit continuer à répondre à ses besoins en ressources humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant du personnel dans des secteurs précis. OPG continue d'élaborer des stratégies, et de les évaluer, pour faire face aux incidences sur la main-d'œuvre de la fermeture prochaine des unités de la centrale Pickering et de la transition à la réfection prévue des unités 5 à 8 de la centrale. En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, un compte de report a été créé afin d'y consigner les coûts engagés par OPG en lien avec la réduction de la main-d'œuvre à la fin de l'exploitation commerciale des unités de la centrale Pickering aux fins de recouvrement futur à même les tarifs réglementés, sous réserve de l'examen du critère de prudence par la CEO.

Des contraintes législatives liées à la rémunération continuent de présenter des défis pour la capacité d'OPG d'attirer et de maintenir en poste les gens de talent requis. Ces contraintes législatives comprennent le Cadre de rémunération, selon le *Règlement de l'Ontario 406/18* pris en vertu de la *Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic*, qui impose un plafond pour le salaire de base de dirigeants désignés dans le secteur parapublic de l'Ontario, en fonction de leur rôle. Des renseignements sur les faits nouveaux liés à la loi 124 et leur incidence sur les conventions collectives d'OPG figurent à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*, et à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles – Conventions collectives*.

Déchets par sous-produits nucléaires

Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour la gestion permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. À défaut d'un site d'élimination permanent, ces matières sont stockées dans des emplacements temporaires. Le stockage provisoire du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité fait l'objet d'une supervision et d'un suivi rigoureux de la part d'OPG. Les hypothèses d'OPG en matière de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié et de déchets nucléaires de faible activité et de

moyenne activité se fondent sur la *Politique canadienne en matière de gestion des déchets radioactifs et de déclasserment*.

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 du combustible nucléaire irradié au Canada. Le plan de gestion adaptative progressive prévoit la gestion éventuelle permanente à long terme du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur. À l'heure actuelle, la SGDN met en œuvre un processus de choix de sites pour le stockage du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur et prévoit mener à terme ce processus d'ici la fin de 2024.

En octobre 2023, le gouvernement fédéral a accepté la stratégie intégrée pour les déchets radioactifs présentée par la SGDN, y compris la recommandation que les déchets de moyenne activité et les déchets de haute activité autres que le combustible soient stockés dans un dépôt géologique en profondeur dont la mise en œuvre sera assurée par la SGDN. La SGDN prévoit préparer un plan détaillé définissant le processus de sélection du site et a indiqué que cela pourrait prendre entre 12 et 18 mois.

En janvier 2024, la CCSN a accordé aux Laboratoires Nucléaires Canadiens un permis les autorisant à construire une installation de gestion des déchets près de la surface sur le site de Chalk River, à Deep River, en Ontario. L'installation servira au stockage permanent des déchets radioactifs solides de faible activité dans une installation artificielle conçue pour confiner les déchets et les isoler des personnes et de l'environnement.

OPG continue de surveiller l'évolution de l'information entourant la mise en œuvre du plan de gestion adaptative et de la stratégie intégrée pour les déchets radioactifs, et évalue les solutions de gestion sécuritaire à long terme de ses déchets de faible activité. Outre les directives énoncées dans la stratégie intégrée en matière de gestion des déchets radioactifs, et compte tenu de son rôle en tant que gestionnaire de sous-produits nucléaires, OPG a l'intention de lancer un processus d'engagement transparent et consultatif à l'échelle de la province en vue de trouver des collectivités prêtes à stoker des déchets de faible activité en 2024. La Société poursuit également ses initiatives visant à réduire de manière sécuritaire l'empreinte environnementale des déchets de faible activité et de moyenne activité qui nécessitent un stockage à long terme en maximisant les occasions de traitement, de réduction de volume et de recyclage des matériaux propres.

Pour plus de détails sur la politique en matière de gestion des déchets radioactifs et de déclasserment et la stratégie intégrée en matière de gestion des déchets radioactifs, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Examen par le gouvernement fédéral de la politique portant sur les déchets radioactifs au Canada*.

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 et de bas niveaux des cours d'eau à la fin de l'été. Ces phénomènes peuvent avoir une incidence sur les activités d'OPG et l'état du portefeuille de centrales. Pour réduire les risques que posent les phénomènes météorologiques extrêmes, OPG suit le développement de la science du climat et des pratiques d'adaptation, et collabore avec les parties prenantes pour définir les besoins d'adaptation au moyen d'analyses et en cherchant à mieux comprendre les 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 les différents gouvernements au Canada, les collectivités locales et l'industrie à des initiatives d'adaptation aux changements climatiques dans le but d'augmenter

	<p>la résilience des infrastructures du secteur de l'électricité et d'autres infrastructures importantes. Les programmes de résilience visant à protéger les actifs d'OPG contre les phénomènes météorologiques extrêmes demeurent en place et sont intégrés au plan en matière de changements climatiques de la Société.</p> <p>Les risques et occasions liés à la loi sur les changements climatiques sont présentés à la rubrique <i>Risques liés au maintien de la vigueur financière – Modifications aux lois et aux règlements</i>. Pour plus de renseignements sur les mesures prises par OPG face aux conséquences des changements climatiques, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.</p>
Environnement	<p>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 plus de renseignements, se reporter à la rubrique <i>Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable</i>.</p>
Production hydroélectrique	<p>Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques associés aux conditions de débits d'eau et de production de base excédentaire en Ontario.</p> <p>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, 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 réglementaire approuvé par la CEO.</p> <p>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 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.</p>
Conformité réglementaire	<p>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.</p> <p>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 sous-produits nucléaires. Dans certains cas, des exigences additionnelles</p>

Poursuite des
 activités et gestion
 des situations
 d'urgence

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 varie entre 30 et 50 ans. Plusieurs centrales d'OPG sont à différentes étapes du renouvellement de leur permis. Il existe un risque qu'à l'émission d'un nouveau permis, la FERC impose 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 à la rubrique *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Réglementation des tarifs, Marchés de l'électricité et Modifications aux lois et aux règlements*.

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, ce qui pourrait entraîner une baisse des revenus de production ou des coûts additionnels liés à la réparation des dommages et au rétablissement des 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 juridiques et réglementaires ou les excéder.

OPG surveille et évalue 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, les travailleurs, les clients ou les parties prenantes d'OPG.

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 coûts du projet et de dégager un rendement financier adéquat. Les projets peuvent également avoir une incidence sur la capacité d'emprunt et la note de crédit d'OPG. OPG atténue les risques associés à la réalisation de projets au moyen d'une méthode évolutive de gestion de projets applicable 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 Pickering	En janvier 2024, la Province a annoncé son soutien à OPG quant à la poursuite des prochaines étapes des travaux de réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. OPG réalisera ainsi certaines activités préalables à l'exécution, notamment des travaux d'ingénierie préliminaires et la passation de commandes de composantes à long délai de livraison. Ce projet complexe présente des risques inhérents liés au coût, au calendrier et de nature réglementaire, qui seront gérés selon l'approche d'OPG en matière de gestion de projets, les budgets futurs devant être approuvés avant la prochaine étape du projet. OPG tirera également parti des leçons apprises du projet de réfection de la centrale Darlington afin de déterminer les risques et les activités de gestion de projet à mesure de la progression du projet.
Réfection de la centrale Darlington	<p>OPG est potentiellement exposée à un risque financier et à un risque de réputation découlant de la possibilité que les coûts réels des travaux de réfection de la centrale Darlington dépassent le budget ou qu'OPG ne respecte pas le calendrier des travaux, le recouvrement des coûts du projet en sus du budget de 12,8 milliards de dollars étant assujéti à un examen du critère de prudence par la CEO. 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. OPG a recours à un programme qui compte sur l'expérience acquise lors des travaux réalisés jusqu'à maintenant en vue de son application pour les travaux réalisés sur les unités restantes.</p> <p>OPG a recours à des pratiques solides de gestion des risques pour gérer certains risques liés au projet de réfection de la centrale Darlington, y compris la disponibilité de gens de métier compétents et le rendement des fournisseurs. Pour en savoir plus sur le risque lié à la disponibilité de gens de métier compétents pour la réfection des unités subséquentes, se reporter à la rubrique ci-dessous intitulée <i>Disponibilité des gens de métier</i>.</p> <p>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 mesures d'atténuation d'OPG à l'égard de ce risque consistent notamment à s'assurer que les fournisseurs ont mis en place une organisation de la gestion assortie de stratégies appropriées, y compris une planification de la relève efficace, de manière à assurer la réalisation de l'étendue de leurs travaux malgré tout changement interne ou externe quant à la durée de vie du projet.</p>
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, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington. OPG court le risque que les gens de métier compétents choisissent de travailler à d'autres projets que les siens,

	<p>ce qui minerait la capacité de la Société à achever ses projets selon l'échéancier. OPG s'est dotée d'une équipe spécialisée qui atténue ce risque en surveillant activement l'offre et la demande de gens de métier clés, collabore avec des organisations concurrentes, telles que Bruce Power, afin de renforcer la capacité de l'offre actuelle en coordonnant le calendrier des travaux, le cas échéant, en créant de nouvelles sources d'approvisionnement au moyen de partenariats avec d'autres organisations, syndicats et établissements d'enseignement, et en mettant en œuvre des stratégies de maintien en poste des ressources.</p>
Petits réacteurs modulaires (PRM)	<p>OPG accélère le déploiement des PRM à titre de source d'énergie nucléaire propre pour répondre aux besoins futurs du réseau d'électricité, y compris un projet de construction du premier PRM commercial à l'échelle du réseau au site du NPND. Le BWRX-300 de GE Hitachi Nuclear Energy (GE-Hitachi), la conception du PRM sélectionnée pour le NPND, est la dixième génération du réacteur à eau bouillante et atténue en partie les risques liés au déploiement de cette première technologie du genre. Toutefois, les plans d'OPG visant à déployer un PRM sur le site du NPND comportent des risques.</p> <p>Les risques liés au déploiement du PRM comprennent les incertitudes à l'égard de l'obtention des approbations réglementaires de la nouvelle technologie nucléaire, des coûts et du calendrier, de la possibilité que les collectivités autochtones s'opposent au projet, et de l'acceptation par le public de sous-produits nucléaires additionnels. Les stratégies d'atténuation des risques comprennent la planification et la surveillance rigoureuses des projets, l'achèvement de la conception technique par GE-Hitachi sous la supervision d'OPG, la mise en œuvre d'un modèle intégré de réalisation de projets avec les partenaires GE-Hitachi, Atkins Realis et Aecon Group Inc., et la participation significative des collectivités autochtones et des parties prenantes. Le <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> prescrit que tout petit réacteur modulaire soit déployé sur le site du NPND à titre de centrale réglementée par la CEO et prévoit le recouvrement des coûts de planification, de préparation et de construction connexes, sous réserve d'un examen du critère de prudence par la CEO.</p> <p>OPG exerce une surveillance appropriée du risque technique et commercial pour évaluer les possibilités de déploiement commercial de PRM, y compris pour identifier les risques liés à la réglementation et les risques de marché et de crédit auxquels elle pourrait être exposée.</p>

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés aux facteurs macroéconomiques, 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 les variations des prix du marché de l'électricité, le renouvellement des contrats d'approvisionnement en énergie et les différences dans la valeur économique réalisée dans des acquisitions ou d'autres investissements. De plus, l'escalade des conflits en Ukraine et au Moyen-Orient ainsi que les tensions géopolitiques entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des incidences à long terme sur les marchés des marchandises et les marchés des capitaux à l'échelle mondiale.

Modifications aux lois et aux règlements	<p>Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois et aux règlements dans les territoires où la Société 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 recouvrer les coûts appropriés et à obtenir un rendement approprié sur ses investissements en actifs.</p>
--	---

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 2019, le projet de loi visant à modifier la *Loi sur les pêches* afin de mieux protéger les poissons et leur habitat a été sanctionné et adopté 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. Pour 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.

Le plan en matière de changements climatiques du Canada vise à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En juin 2021, le gouvernement fédéral a adopté une loi en vertu de laquelle il s'engage à atteindre cet objectif. Cette loi contraint le gouvernement à fixer des objectifs nationaux provisoires de réduction des émissions et des plans crédibles et fondés sur des données scientifiques pour atteindre ces objectifs. En août 2023, le gouvernement fédéral a déposé le projet de règlement sur l'électricité propre qui pourrait, s'il est adopté tel qu'il est proposé, limiter l'exploitation des centrales thermiques d'OPG au-delà de 2035.

Dans le cadre de son plan en matière de changements climatiques, OPG s'est fixé comme objectif de devenir une entreprise carboneutre et un catalyseur pour l'économie des marchés cherchant à atteindre la cible de zéro émission nette, lesquels sont conformes à l'objectif du Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. La Société continue de participer à l'élaboration des plans et de la législation du gouvernement fédéral afin d'accélérer la décarbonation et entend adapter son plan en matière de changements climatiques en tenant compte de l'évolution des politiques, le cas échéant.

Pour en apprendre davantage sur le règlement sur l'électricité propre, sur les obligations de conformité d'OPG en matière de GES et sur sa réponse aux changements climatiques, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*, sous *Changements climatiques*.

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 :

- lorsqu'elle fixe les tarifs réglementés, la CEO apporte des ajustements aux prévisions présentées par OPG ou interdit le recouvrement des coûts en capital engagés;
- 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 ou les coûts réels diffèrent considérablement des prévisions approuvées par la CEO, en raison de facteurs tels que les interruptions non planifiées ou les risques liés à la réalisation de projets.

Il existe également une incertitude associée aux résultats des demandes visant le recouvrement ou le remboursement de soldes de comptes réglementaires, alors que certains de ces comptes font l'objet d'un examen du critère de prudence de la CEO, et à l'issue d'autres procédures réglementaires.

Lorsqu'elle fournit les preuves en vue d'étayer ses demandes de tarifs réglementés, notamment l'utilisation des soldes des comptes réglementaires, OPG s'applique à démontrer

Passifs nucléaires
et Fonds distincts
nucléaires

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.

L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement 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.

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 peut varier selon la conjoncture des marchés des capitaux. La composition de l'actif des Fonds est établie conjointement par OPG et la Province conformément à l'ONFA.

OPG assume le risque de marché lié au rendement des placements relatifs à la tranche des Fonds distincts nucléaires mise de côté pour :

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

Conformément 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, 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. L'incidence sur l'état des résultats du risque lié au taux de rendement est atténuée en partie lorsque les fonds sont pleinement capitalisés ou sont surcapitalisés, car une diminution des Fonds distincts nucléaires attribuable 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. Au 31 décembre 2023, le Fonds distinct de déclassement et le Fonds distinct pour combustible irradié étaient en situation de surcapitalisation, selon le dernier plan de référence en vertu de l'ONFA approuvé. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique *Activités de base et perspectives*, sous *Points de vue*.

Obligations liées
aux avantages
postérieurs à
l'emploi

Les coûts et obligations au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG au régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont la variation des taux d'actualisation et des taux d'inflation, la modification des autres hypothèses actuarielles, les rendements futurs des placements, les gains et pertes actuariels, la situation de capitalisation des régimes de retraite, la variation des prestations, des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario), des changements dans les activités d'OPG et l'incertitude de mesure inhérente à l'évaluation actuarielle.

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 est tenue de 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 *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Les évaluations actuarielles futures pourraient faire augmenter les obligations de capitalisation d'OPG en raison des conditions du marché et de l'économie. 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.

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'OPG. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives, aux termes de l'article 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), qui influent directement sur les décisions importantes. Ces décisions pourraient avoir trait au développement de projets, aux demandes de tarifs réglementés, aux acquisitions et aux dessaisissements d'actifs, ainsi qu'à la structure financière et du capital. OPG pourrait donc être tenue d'entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou les flux de trésorerie par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. En outre, l'obligation de l'actionnaire d'OPG, le gouvernement de l'Ontario, de s'attaquer à un vaste éventail de questions dans son rôle pourrait créer, pour OPG, des possibilités que la Société devra saisir ou des risques qu'elle devra atténuer pour atteindre les objectifs de son plan stratégique et de son plan d'entreprise. Cela comprend, entre autres, les mesures que pourrait prendre la Province pour appuyer les décisions en matière de planification de la production future d'électricité, ou pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens.

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 2023.

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	38	79	5	69
SIERE ⁴	1	623	1	623
Autres	17	3	-	-
Total	56	705	6	692

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 Autre 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.

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.

	2024	2025	2026
Besoins en combustible estimatifs (%) ¹	80	77	73

¹ Représentent la tranche approximative en mégawattheures (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 le prix du combustible est fixe ou pour laquelle la Société a conclu des ententes contractuelles pour garantir le prix du combustible, ou garantir son recouvrement. Dans le cas de la production hydroélectrique réglementée ou visée par contrats en Ontario, ce montant représente les frais sur les revenus bruts et les 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.

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 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 2023, OPG n'avait aucun contrat de change 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.

Liquidité 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 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 la variabilité des 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 de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité des tarifs d'électricité sur les marchés de gros. Les revenus tirés de ces centrales représentent une petite partie de l'ensemble des revenus d'OPG. De temps à autre, la Société peut conclure des ententes en matière de couverture afin d'atténuer davantage ce risque. OPG continue d'évaluer les effets des tarifs d'électricité offerts sur les marchés sur ses activités aux États-Unis.

Le programme de renouvellement du marché, une initiative de la SIERE, devrait entraîner une refonte du marché de l'électricité en Ontario. Le programme de renouvellement du marché pourrait avoir une incidence sur OPG selon la mise en œuvre de la conception du marché. OPG participe au programme de renouvellement du marché et continue de collaborer avec la SIERE. En outre, OPG consolide et met à niveau ses systèmes et processus internes afin de participer de façon efficace à ce nouveau marché. Pour ce faire, il est indispensable d'apporter des changements simultanément aux processus d'affaires courants et aux systèmes de technologie de l'information, démarche qui fait l'objet d'initiatives de gestion du changement. Conformément à l'entente de règlement, la demande déposée par OPG auprès de la CEO en décembre 2023 concernant l'utilisation des soldes des comptes réglementaires mentionne également l'incidence anticipée du programme de renouvellement du marché sur les mécanismes de tarification réglementés d'OPG. Selon la SIERE, le programme de renouvellement du marché devrait être en place en 2025.

Production visée par
contrats

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, d'investissement en capital et d'autres programmes, et par des processus internes de communication, de surveillance et de suivi des obligations contractuelles et des étapes clés.

Même si OPG prévoit que les centrales exploitées aux termes d'une CAE ou de tout autre contrat continueront de fournir de l'énergie et une capacité sur les marchés respectifs pour la durée de ces contrats, rien ne garantit que ces contrats seraient renouvelés à leur échéance et que les contrats de remplacement seront conclus à des conditions acceptables.

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 consolidée.

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, de participation et de sensibilisation. En outre, OPG s'est engagée à promouvoir la réconciliation avec les peuples autochtones et à renforcer sa culture en milieu de travail en valorisant l'excellence dans les pratiques d'équité, de diversité et d'inclusion, conformément à sa stratégie.

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	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>OPG atténue en partie ces risques au moyen de sa 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 les collectivités autochtones et grâce au plan d'action de réconciliation de la Société. De plus, 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 dépendra 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.</p>
---------------------------	--

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 se sont établies comme suit :

(en millions de dollars)	2023		2022	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	16	-	22	-
Services	-	11	-	12
Dividendes	5	-	5	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de de déclassement à payer à la Province ¹	-	646	1 013	-
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	820	1 403	-
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	114	-	113
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	216	-	212
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	94	-	97
Impôts sur le bénéfice	-	526	-	520
Taxes foncières	-	13	-	12
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 694	-	6 625	-
Fair Hydro Trust				
Produits d'intérêts	33	-	33	-
	6 748	2 440	9 101	966

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 2023 et 2022, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 7 640 millions de dollars et 6 174 millions de dollars.

Les soldes entre OPG et ses parties liées au 31 décembre s'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	4	3
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	623	477
Fair Hydro Trust	4	4
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	905	908
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	164	171
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	2	1
SFIEO	82	99
Province d'Ontario	8	14
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	1	3
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 500	2 540

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 2023, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 603 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 371 millions de dollars au 31 décembre 2022) et 4 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (2 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 décembre 2023, le régime de retraite agréé d'OPG détenait 336 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (64 millions de dollars au 31 décembre 2022) et 5 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (8 millions de dollars au 31 décembre 2022). 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 conjointement avec la Province.

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

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

Aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 qui a eu une incidence importante ou qui pourrait vraisemblablement avoir 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 2023.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2023	2022
Revenus	1 894	1 557
Charges liées au combustible	272	272
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	817	831
Dotation aux amortissements	284	288
Désactualisation des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	293	279
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(268)	(257)
Autres gains, montant net	(91)	(113)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	587	257
Intérêts débiteurs, montant net	17	35
Charge d'impôts	116	17
Bénéfice net	454	205
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	450	203
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	4	2

¹ Renvoie à la participation de 25 % d'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, aux participations respectivement de 15 % et de 5 % de sociétés en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation et de la Première Nation des Mississaugas de Credit dans Nanticoke Solar LP, et aux participations sans contrôle dans certaines centrales de production d'électricité aux États-Unis.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire pour le quatrième trimestre s'est établi à 450 millions de dollars, contre 203 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2022. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour le quatrième trimestre de 2023 s'est établi à 587 millions de dollars, en hausse de 330 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2022.

Principaux facteurs qui ont entraîné la hausse du BAI :

- Augmentation de 382 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée imputable à l'augmentation de la production d'électricité de 3,3 Twh découlant surtout de l'arrêt du bâtiment sous vide à l'échelle de la centrale Pickering au quatrième trimestre de 2022 et du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à la centrale Darlington, et à la hausse des tarifs de base réglementés en vigueur en 2023.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAI :

- Baisse de 22 millions de dollars des autres gains, montant net, en raison surtout du gain comptabilisé sur la vente de certains locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, au quatrième trimestre de 2022, en grande partie compensée par la comptabilisation au quatrième trimestre de 2023 d'un passif éventuel lié à une entente de règlement conclue en 2021 dans le cadre d'une acquisition de centrales à cycle combiné.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont diminué de 18 millions de dollars au quatrième trimestre de 2023 par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2022, en raison essentiellement de la hausse des intérêts inscrits à titre de montants recouvrables auprès de clients dans des comptes réglementaires, compensée en partie par la baisse des frais d'intérêt inscrits à l'actif en lien avec les projets, notamment en raison de la remise en service de l'unité 3 de la centrale Darlington suivant sa réfection en juillet 2023.

La charge d'impôts a augmenté de 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2023 par rapport à celle du trimestre correspondant de 2022. L'augmentation s'explique principalement par la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2023 et 2022 s'est établie comme suit :

(en TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2023	2022
Production nucléaire réglementée	9,2	5,9
Production hydroélectrique réglementée	7,8	7,6
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ¹	1,2	1,8
Atura Power	2,6	1,5
Total de la production d'électricité d'OPG	20,8	16,8

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

L'augmentation de 4,0 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2023, par rapport à celle du trimestre correspondant de 2022, est surtout imputable à la hausse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en raison du nombre plus élevé d'interruptions planifiées à la centrale Pickering au quatrième trimestre de 2022, qui s'explique surtout par l'arrêt du bâtiment sous vide à l'échelle de la centrale.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 34,5 TWh au quatrième trimestre de 2023, contre 33,7 TWh au quatrième trimestre de 2022. 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 2023 ont atteint 657 millions de dollars, comparativement à 379 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. L'augmentation découle principalement de la hausse des revenus du secteur Production nucléaire réglementée, contrebalancée en partie par la hausse des charges de rémunération.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 ont atteint 906 millions de dollars, comparativement à 618 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. Cette augmentation est attribuable surtout au produit net reçu en 2022 de la vente de certains locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, et de la hausse des dépenses d'investissement dans le secteur Production nucléaire réglementée au quatrième trimestre de 2023.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 ont augmenté de 19 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2022. L'augmentation découle de la hausse du nombre d'émissions nettes de dette à court terme, compensée en grande partie par la baisse du nombre d'émissions nettes de dette à long terme.

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>	2023	2022	2021
Revenus	7 434	7 349	6 877
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 741	1 636	1 325
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	6,34 \$	5,96 \$	4,83 \$
Total de l'actif	65 688	62 343	61 153
Total des passifs à long terme	42 434	41 259	42 108
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	274,6	274,6	274,6

Informations financières trimestrielles

Trimestres clos en 2023					
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>					
<i>(non audité)</i>	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Production d'électricité (TWh)	20,8	20,9	19,5	19,7	80,9
Revenus	1 894	1 882	1 828	1 830	7 434
Bénéfice net	454	449	423	433	1 759
Moins : Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	5	5	4	18
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	450	444	418	429	1 741
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire (en dollars)	1,64 \$	1,62 \$	1,52 \$	1,56 \$	6,34 \$

Trimestres clos en 2022					
(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Production d'électricité (TWh)	16,8	20,4	20,1	21,2	78,5
Revenus	1 557	1 978	1 856	1 958	7 349
Bénéfice net	205	488	451	507	1 651
Moins : Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	2	4	5	4	15
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	203	484	446	503	1 636
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire (en dollars)	0,74 \$	1,76 \$	1,62 \$	1,83 \$	5,96

Tendances

La production d'électricité trimestrielle d'OPG dans les secteurs Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique visée par contrats et autre et Atura Power 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 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 deuxième trimestre en raison de la fonte des neiges et des glaces dans les réseaux hydrographiques. L'incidence financière de la variabilité des débits d'eau pour le secteur Production hydroélectrique réglementée est atténuée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO.

L'incidence financière des variations de la production d'hydroélectricité des secteurs Production hydroélectrique visée par contrats et autre et Atura Power 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 lié à la maintenance d'une centrale et le calendrier des activités de réfection peuvent donner lieu à une variabilité d'une période à l'autre des résultats financiers d'OPG. Le cycle d'interruptions lié à la maintenance 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.

INDICATEURS CLÉS DU RENDEMENT D'EXPLOITATION ET MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

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. Au 31 décembre 2023, la centrale Darlington comptait deux 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 est un indice de la fiabilité d'une unité de production aux centrales thermiques entièrement détenues 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.

Disponibilité des centrales thermiques

La disponibilité des centrales thermiques représente le pourcentage du temps pendant lequel une unité de production des centrales à cycle combiné d'Atura Power est en mesure de fournir sa production, qu'elle produise de l'électricité ou non, comparativement à la durée totale de la période, dont la moyenne est calculée en fonction du nombre de centrales détenues et exploitées par Atura Power. Cette mesure est calculée selon la moyenne sur une période mobile de trois ans.

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 financières non conformes aux PCGR

Outre le bénéfice net et les autres informations financières conformes aux PCGR des États-Unis, certaines mesures financières non conformes aux PCGR sont également présentées dans le 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 **bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement** est défini comme étant le bénéfice net avant les intérêts débiteurs, montant net, les charges d'impôts et la dotation aux amortissements.
- 2) 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.sedarplus.com

ONTARIO POWER GENERATION INC.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

31 DÉCEMBRE 2023

ONTARIOPOWER
GENERATION

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 ou la Société).

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 elle 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. Le rapport de l'auditeur indépendant précise les responsabilités de l'auditeur et l'étendue de l'audit et l'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 (signé)
Président et chef de la direction

Aida Cipolla (signé)
Chef des finances

Le 7 mars 2024

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 2023 et 2022, 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 2023 et 2022, ainsi que de ses performances financières consolidées 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 dans le présent rapport. 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.

Toronto (Canada)
Le 7 mars 2024

/s/ Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés,
experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2023	2022
Revenus	7 434	7 349
Charges liées au combustible	974	1 105
Marge brute	6 460	6 244
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	3 136	2 929
Amortissement <i>(note 5)</i>	1 071	1 124
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	1 178	1 136
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	(1 057)	(1 031)
Taxes foncières	48	49
	4 376	4 207
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	2 084	2 037
Autres gains <i>(notes 18 et 23)</i>	(114)	(133)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 198	2 170
Intérêts débiteurs, montant net <i>(note 8)</i>	103	176
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	2 095	1 994
Charge d'impôts <i>(note 11)</i>	336	343
Bénéfice net	1 759	1 651
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 741	1 636
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	18	15
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars) (note 17)</i>	6,34	5,96

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2023	2022
Bénéfice net	1 759	1 651
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 12)		
(Perte actuarielle) gain actuariel, déduction faite des coûts des services passés, à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ¹	(109)	257
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	(4)	9
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	4	6
Gain net (perte nette) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ⁴	11	(5)
Écart de conversion ⁵	(45)	123
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(143)	390
Résultat étendu	1 616	2 041
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	1 598	2 026
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	18	15

¹ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 36 millions de dollars et d'une charge d'impôts de 84 millions de dollars, respectivement, pour 2023 et 2022.

² Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 1 million de dollars et d'une charge d'impôts de 3 millions de dollars, respectivement, pour 2023 et 2022.

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars respectivement pour 2023 et 2022.

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 4 millions de dollars et d'un recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars, respectivement, pour 2023 et 2022.

⁵ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant pour 2023 et 2022.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 759	1 651
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement <i>(note 5)</i>	1 071	1 124
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 178	1 136
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(1 057)	(1 031)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite <i>(note 13)</i>	370	404
Charge d'impôts reportés <i>(note 11)</i>	82	3
Actifs réglementaires et passifs réglementaires	(230)	(24)
Autres gains	(104)	(127)
Autres	18	37
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(436)	(417)
Remboursement des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	198	220
Cotisations à la caisse de retraite et débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires	(300)	(307)
Variation nette des autres actifs à long terme et des autres passifs à long terme	103	105
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse <i>(note 21)</i>	(114)	223
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 538	2 997
Activités d'investissement		
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels <i>(note 19)</i>	(2 901)	(2 557)
Achat d'une propriété immobilière pour le nouveau siège social de la Société <i>(note 23)</i>	(102)	-
Revenus de la vente de biens immobiliers secondaires <i>(note 23)</i>	34	162
Acquisition d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis	-	(31)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 969)	(2 426)
Activités de financement		
Émission nette de dette à long terme <i>(note 8)</i>	201	457
Émission nette (remboursement net) de dette à court terme <i>(note 9)</i>	135	(118)
Placements des participations sans contrôle <i>(note 22)</i>	3	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(17)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	320	322
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	(3)	4
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(114)	897
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	1 595	698
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	1 481	1 595

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions <i>(note 4)</i>	1 481	1 595
Titres de capitaux propres	164	171
Montants à recevoir de parties liées <i>(note 20)</i>	631	484
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	68	51
Stocks de combustible	295	252
Matières et fournitures	106	106
Actifs réglementaires <i>(note 6)</i>	143	227
Charges payées d'avance	321	190
Autres actifs à court terme <i>(note 24)</i>	342	476
	3 551	3 552
Immobilisations corporelles <i>(note 5)</i>	47 339	44 490
Moins : amortissement cumulé	13 879	12 723
	33 460	31 767
Actifs incorporels <i>(note 5)</i>	802	934
Moins : amortissement cumulé	310	440
	492	494
Goodwill <i>(note 7)</i>	168	172
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 10)</i>	21 495	20 655
Prêt à recevoir d'une partie liée <i>(note 20)</i>	905	908
Matières et fournitures à long terme	382	396
Actifs réglementaires <i>(note 6)</i>	5 078	3 797
Participations dans des entités sous influence notable	53	51
Actifs au titre des régimes de retraite <i>(note 13)</i>	-	450
Autres actifs à long terme	104	101
	28 017	26 358
	65 688	62 343

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2023	2022
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 729	1 772
Dette à court terme (note 9)	200	65
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	603	43
Passifs réglementaires (note 6)	131	215
	2 663	2 095
Dette à long terme (note 8)	9 739	10 109
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	25 386	24 315
Passifs au titre des régimes de retraite (note 13)	883	-
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 13)	2 641	2 322
Créditeurs et charges à payer à long terme	247	384
Revenus constatés d'avance	364	373
Impôts reportés (note 11)	2 149	1 897
Passifs réglementaires (note 6)	1 025	1 859
	32 695	31 150
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 16)	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² (note 16)	787	787
Surplus d'apport	30	32
Bénéfices non répartis	14 481	12 740
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 12)	(15)	128
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	20 409	18 813
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle	182	176
Total des capitaux propres	20 591	18 989
	65 688	62 343

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2023 et 2022.

² 18 343 815 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars aux 31 décembre 2023 et 2022.

Engagements et éventualités (notes 8, 9, 11, 13 et 18)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :

Wendy Kei (signé)
Présidente du conseil d'administration

Jill Pepall (signé)
Administratrice

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Actions ordinaires (note 16)	5 126	5 126
Actions de catégorie A (note 16)	787	787
Surplus d'apport (note 3)		
Solde au début de l'exercice	32	34
Reclassement aux résultats de montants relatifs au gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust	(2)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	30	32
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	12 740	11 104
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	1 741	1 636
Solde à la fin de l'exercice	14 481	12 740
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts reportés (note 12)		
Solde au début de l'exercice	128	(262)
Autres éléments du résultat étendu	(143)	390
Solde à la fin de l'exercice	(15)	128
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	20 409	18 813
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	176	178
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	18	15
Placements des participations sans contrôle (note 22)	7	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(17)
Solde à la fin de l'exercice	182	176
Total des capitaux propres	20 591	18 989

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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.

À moins que le contexte n'indique le contraire, dans les présents états financiers consolidés, les termes « Société » ou « OPG » désignent Ontario Power Generation Inc. et ses filiales.

Au 31 décembre 2023, OPG détenait et exploitait deux centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques, une centrale solaire et quatre centrales alimentées au gaz à cycle combiné (centrale à cycle combiné) en Ontario, au Canada. Les centrales à cycle combiné sont des centrales alimentées au gaz naturel détenues et exploitées par l'intermédiaire d'Atura Power, filiale en propriété exclusive de la Société. Également, par l'entremise d'OPG Eagle Creek Holdings LLC (Eagle Creek), filiale américaine en propriété exclusive de la Société, OPG détenait et exploitait, en propriété exclusive ou en copropriété, 85 centrales hydroélectriques et détenait des participations minoritaires dans 14 centrales hydroélectriques et deux centrales solaires aux États-Unis au 31 décembre 2023. 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).

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. Depuis le 1^{er} janvier 2012, OPG a également obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (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.

En septembre 2022, la dispense qu'OPG avait obtenue au préalable de la CVMO a été prolongée. Elle prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2027
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs
- L'exercice ouvert à compter de la plus tardive des dates suivantes :
 - I. La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board (IASB) pour l'application obligatoire d'une IFRS propre aux entités dont les activités sont assujetties à des tarifs réglementés (la norme obligatoire relative aux tarifs réglementés)
 - II. Deux ans après la publication par l'IASB de la version définitive d'une norme obligatoire relative aux tarifs réglementés.

Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2022 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de rendre leur présentation conforme à celle des états financiers consolidés de 2023.

3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

a) 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 présente de l'information sur les placements d'OPG qui étaient comptabilisés à la valeur de consolidation au 31 décembre 2023 :

Entité	Pays de l'établissement commercial	Type d'entité	Participation
Ontario Charging Network L.P.	Canada	Société en commandite	50,00 %
South Fork II Associates, L.P.	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 %

b) 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 2023, l'EDDV importante de la Société était la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). Outre la SGDN, 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.

Société de gestion des déchets nucléaires

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de combustible nucléaire irradié 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 de mettre en œuvre 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 combustible nucléaire irradié 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.

c) 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 déterminer 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 capitalisées 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 placements dans des fonds distincts, l'amortissement et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

d) 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 repris dans le cadre 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 acquis 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.

e) Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entreprise acquise sur la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris.

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.

f) 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.

g) 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 solde du prêt à recevoir est lié aux billets subordonnés émis par Fair Hydro Trust au profit d'OPG. Le solde a été comptabilisé par OPG après la déconsolidation de Fair Hydro Trust en vertu de la *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité*.

h) 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.

i) 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 les états des résultats consolidés. 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 2023, 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
Applications et logiciels principaux	de 3 à 5 ans

Les ententes d'achat d'électricité 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.

j) 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 frais de maintenance importants pour les centrales à cycle combiné visées par des conventions de service à long terme avec des tiers sont comptabilisés selon la méthode du report, de sorte que les coûts sont capitalisés et amortis sur leur durée de vie utile estimative. Les frais de réparation et les autres frais de maintenance sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

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 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 2023, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	de 5 à 87 ans ¹
Centrales hydroélectriques et principales composantes	de 3 à 100 ans
Centrales thermiques et principales composantes	de 2 à 50 ans
Installations d'administration et de service	de 5 à 50 ans
Ordinateurs	40 % par année
Matériel de service	de 3 à 15 ans

¹ Au 31 décembre 2023, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2024 et 2070. 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 actifs thermiques et solaires sont établies en fonction de la durée de vie prévue des principales composantes et de la capacité future d'exploitation économique prévue de la centrale en tenant compte des mécanismes de revenus disponibles.

k) 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, le cas échéant, 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.

I) 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 et les centrales nucléaires Darlington et Pickering également situées en Ontario. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).

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

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

Certains actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report (comptes réglementaires) autorisés par la CEO ou le *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 réglementaires et passifs 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 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 et les passifs 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 amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Les actifs réglementaires et les passifs réglementaires sont réduits à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des tarifs réglementés des centrales nucléaires et hydroélectriques aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant à leur partie respective des 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 et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes a été saisi dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés 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 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 comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés 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 au 31 décembre 2017 du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.

En août 2021 et en novembre 2021, la CEO a rendu une décision dans le cadre de laquelle elle approuvait une entente de règlement entre OPG et les intervenants à l'égard de la plupart des questions comprises dans la demande d'OPG visant les nouveaux tarifs de base réglementés des centrales nucléaires de la Société pour la période de 2022 à 2026 (entente de règlement). L'entente de règlement a permis de recouvrer les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les besoins en revenus tirés de la production nucléaire, les différences entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite calculés selon la comptabilité d'engagement et les montants prévus correspondants pris en compte dans les besoins en revenus approuvés étant comptabilisées dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins d'examen ultérieur et d'approbation par la CEO. L'entente de règlement prévoyait également le recouvrement du solde comptabilisé dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés au 31 décembre 2019, sans ajustement. Dans le cas des centrales hydroélectriques, le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants

au comptant versés continue de servir à comptabiliser les différences entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles pour ces régimes.

De l'avis de la Société, les décisions susmentionnées ont collectivement permis d'établir 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 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, ainsi que les montants comptabilisés dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés après le 31 décembre 2019, seront inclus dans les tarifs réglementés futurs. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour ces soldes.

m) 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 Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), ses centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées peuvent continuer d'offrir de l'électricité sur le marché de gros de l'énergie. Le permis de producteur d'OPG a été renouvelé en 2023 et il est valide jusqu'en octobre 2043. 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 de base réglementé et, le cas échéant, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes réglementaires. Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées font aussi l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvée 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 de base réglementé 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 réglementaire 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 en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG ont été établis en vertu de l'ordonnance finale de janvier 2022 relative au montant des paiements qui tiennent compte des décisions de la CEO concernant la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 rendues en août 2021 et en novembre 2021. Ces décisions et ordonnances ont confirmé la poursuite de l'utilisation du cadre de réglementation incitative adapté pour les centrales nucléaires.

Le tarif de base réglementé pour la production hydroélectrique (tarif de base réglementé de l'hydroélectricité) en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2026 a été fixé afin qu'il corresponde au tarif de base réglementé de l'hydroélectricité de 2021 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2021 ont été 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.

Les tarifs de base réglementés pour la production d'électricité nucléaire (tarifs de base réglementés des centrales nucléaires) sont fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs, dans le but de stabiliser les variations d'une année à l'autre du tarif moyen pondéré de l'ensemble de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG durant la réfection de la centrale Darlington, 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. De plus amples renseignements sur le compte de report lié au nivellement des tarifs se trouvent à la note 6.

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 contrats et 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 sont comptabilisés au montant qu'OPG a le droit de facturer mensuellement 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. 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 à des CAE visant la fourniture d'énergie et de capacité sur les différents marchés ou reçoivent les prix du marché de gros. Les contreparties aux CAE actuellement en vigueur sont principalement des sociétés locales de services publics d'électricité établies aux États-Unis. Selon les modalités contractuelles de chaque CAE, l'obligation de prestation consiste en la fourniture d'énergie, de capacité ou 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 de CER est satisfaite à un moment donné, et les revenus sont comptabilisés lorsque les CER sont délivrés.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur des 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 les états des résultats consolidés.

OPG tire également des revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les ententes connexes concernent les revenus tirés de la vente d'eau lourde, les services d'enlèvement de tritium (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.

n) 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. Les charges variables liées aux matières irradiées de faible activité et de moyenne activité (connues sous le nom de 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 inhérents à mesure de l'évolution des programmes d'enlèvement des immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. 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 pris en compte dans la dotation aux amortissements.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

o) 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 liées aux installations existantes et 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 15, les gains et pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

p) 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 pertinente, 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 14 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

q) Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG emploie une hiérarchie des justes valeurs qui classe les actifs et les passifs dans trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer les justes valeurs, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 15 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

r) 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.

s) 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, et celle de la filiale de la Société en Roumanie, qui est le leu roumain. 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

de clôture. Les gains et pertes de change sur le règlement des transactions et la conversion des actifs monétaires et des passifs monétaires sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés.

Les résultats et la situation financière des filiales de la Société dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain ou le leu roumain 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.

t) Contrats de location

La Société détermine si une entente est, ou contient, un contrat de location à la date de passation. 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. 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-financement. Les contrats de location-financement, qui ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan à la valeur actualisée des paiements de loyers minimums. Les contrats de location-financement 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 aux états des résultats consolidés 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.

OPG constate un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative pour les contrats de location simple, autres que les contrats de location à court terme, dans le cadre desquels OPG est le preneur. Les contrats à court terme comprennent les contrats de location qui ont une durée de 12 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 que l'entité a la certitude raisonnable d'exercer. Les actifs et passifs des contrats de location simple sont constatés à la date de début du contrat de location selon la valeur actualisée estimative des paiements de loyers sur la durée du contrat de location. 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 de loyers au titre d'un contrat de location dans le cadre duquel la Société est le preneur. Autrement, la Société a recours au taux d'emprunt marginal. 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.

Les contrats de location assortis de composantes locatives et non locatives sont comptabilisés comme une seule composante, de nature locative.

u) 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 programmes d'avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN et des filiales de la Société, lesquels sont tous consolidés dans les résultats financiers d'OPG. Certaines filiales de la Société offrent également un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel chaque employeur et les employés versent

des cotisations selon les modalités du régime. Le régime de retraite à prestations déterminées d'OPG est indexé pour tenir compte de l'inflation jusqu'à un certain maximum. 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 (telles que le taux de mortalité et la retraite) et économiques (telles que 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 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.

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 et ses partenaires. 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 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 ou les crédits au titre des services passés résultant de modifications aux régimes et les gains ou pertes actuariels qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite 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 composantes de l'amortissement des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme 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.

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

OPG, à l'exception de certaines entités consolidées, est exonérée de l'impôt sur ses activités en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario). 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), un organisme de la Province, 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.

Certaines entités consolidées par OPG sont assujetties à l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario). Ces entités doivent payer l'impôt sur le revenu fédéral et provincial.

Les entités 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.

L'entité roumaine d'OPG est assujettie à l'impôt roumain en vertu du code fiscal roumain. Cette filiale produit des déclarations de revenus et paie des impôts en Roumanie comme l'exige ce code.

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 de certains comptes réglementaires.

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, compte tenu des indications positives et négatives, au sens qui leur est donné dans Accounting Standards Codification (ASC) Topic 740 - *Income Taxes*, 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 être réalisé. La provision pour moins-value peut être réduite au cours des périodes ultérieures s'il est établi qu'il est plus probable qu'improbable que l'actif d'impôts reportés sera réalisé.

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

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

Les crédits d'impôt à l'investissement non remboursables sont essentiellement des crédits d'impôt à l'investissement pour la recherche scientifique et le développement expérimental (RS et DE) qui sont inscrits en diminution de la charge d'impôts. Les crédits d'impôt à l'investissement remboursables sont inscrits en diminution de la valeur comptable de l'actif connexe auquel ils se rapportent.

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.

w) Modifications des estimations comptables

Durée de vie utile des actifs nucléaires à long terme

Avec prise d'effet le 31 décembre 2023, OPG a modifié les hypothèses comptables sur les fins de vie des unités 5 à 8 de la centrale nucléaire Pickering (la « centrale Pickering »), dorénavant entre 2024 et 2070, afin de refléter les résultats de la mise à jour de l'analyse de faisabilité pour la réfection approuvée par le conseil d'administration d'OPG en août 2023 et l'annonce par la Province, en janvier 2024, de son appui au plan d'OPG visant à passer aux prochaines étapes de la remise à neuf de ces unités. Une augmentation connexe de 160 millions de dollars a été comptabilisée dans les passifs nucléaires et les coûts associés à la mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des actifs au 31 décembre 2023. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice net d'OPG en 2023 et ne devraient pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net de 2024, l'incidence connexe sur les charges devant être largement compensée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 10.

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

Améliorations aux informations à fournir à l'égard des secteurs à présenter

En novembre 2023, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié l'Accounting Standard Update (ASU) 2023-07, *Improvements to Reportable Segment Disclosures* (ASU 2023-07), une mise à jour du Topic 280, *Segment Reporting*. L'ASU 2023-07 a pour but d'améliorer les informations à fournir d'une entité publique à l'égard des secteurs à présenter et aborde le sujet des demandes des investisseurs et autres répartiteurs de capitaux pour des informations additionnelles plus détaillées à l'égard des charges engagées par un secteur à présenter. La mise à jour s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2023, y compris les périodes intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2024. D'après l'évaluation d'OPG au 31 décembre 2023, cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les informations fournies dans les états financiers consolidés de la Société.

Informations à fournir sur les impôts sur les bénéfices

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, *Improvements to Income Tax Disclosures* (ASU 2023-09), une mise à jour du Topic 740, *Income Taxes*. L'ASU 2023-09 a pour but d'améliorer la transparence et l'utilité aux fins de la prise de décision de l'information à fournir sur les impôts sur les bénéfices en augmentant les obligations d'information concernant le rapprochement des taux d'impôt et l'information à fournir sur les impôts sur les bénéfices à payer. La mise à jour exige la présentation de catégories précises dans le rapprochement des taux d'impôt et l'information additionnelle concernant les éléments de rapprochement qui respectent un seuil quantitatif. La mise à jour exige aussi que les entités présentent une ventilation des impôts sur les bénéfices payés par impôt fédéral, impôt provincial et impôt étranger ainsi que pour chacun des territoires où les impôts payés excèdent 5 % du total des impôts payés. La mise à jour s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2024. D'après l'évaluation d'OPG au 31 décembre 2023, cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les informations fournies dans les états financiers consolidés de la Société.

y) Mise en œuvre de la mise à jour de la norme comptable sur les pertes de crédit

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 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 nécessitent également le recours à une correction de valeur pour comptabiliser les pertes de crédit estimées. En novembre 2019, le FASB a publié l'ASU 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 a été adoptée par OPG avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023 pour les actifs financiers évalués au coût amorti. OPG n'a aucun titre d'emprunt classé comme disponible à la vente. Par suite de cette mise en œuvre au 1^{er} janvier 2023, aucun redressement cumulatif n'a été requis. Cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

z) Mises à jour récentes aux lois fiscales non encore en vigueur

Par suite de la recommandation de l'Organisation de coopération et de développement économiques, le Canada a publié un avant-projet de loi en août 2023 qui propose l'imposition d'un impôt minimum mondial de 15 % aux grandes entreprises multinationales. Si elle est adoptée, la *Loi de l'impôt minimum mondial* (la LIMM) s'appliquera, à compter du 1^{er} janvier 2024, aux entreprises multinationales canadiennes dont les revenus dépassent un certain seuil. La LIMM devrait s'appliquer à OPG et la Société suit attentivement l'évolution de cette loi et en évalue l'incidence sur OPG.

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

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

(en millions de dollars)	2023	2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 459	1 582
Trésorerie soumise à restrictions	22	13
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	1 481	1 595

La trésorerie soumise à restrictions est détenue principalement à des fins prescrites, y compris le service de la dette et l'assurance, et à des fins générales de garantie et autres ententes contractuelles.

5. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Centrales nucléaires	21 490	18 585
Centrales hydroélectriques réglementées	11 026	10 781
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales	7 047	6 671
Centrales d'Atura Power	3 437	3 358
Autres immobilisations corporelles	461	423
Constructions en cours	3 878	4 672
	47 339	44 490
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	13 656	12 521
Autres immobilisations corporelles	223	202
	13 879	12 723
	33 460	31 767

Les constructions en cours s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Réfection de la centrale Darlington	1 864	3 132
Nouveau projet nucléaire de Darlington	400	163
Projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long	19	221
Autres	1 595	1 156
	3 878	4 672

En 2023, les intérêts incorporés dans le coût des constructions en cours se sont élevés à 119 millions de dollars (125 millions de dollars en 2022) à un taux moyen de 3 % (3 % en 2022).

Les actifs incorporels s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Centrales nucléaires	88	77
Centrales hydroélectriques réglementées	8	9
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales ¹	165	174
Centrales d'Atura Power ¹	126	125
Logiciels et autres actifs incorporels	347	507
Aménagement en cours	68	42
	802	934
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	110	89
Logiciels et autres actifs incorporels	200	351
	310	440
	492	494

¹ Représente les contrats d'achat d'électricité, les permis de la Federal Energy Regulatory Commission et les droits d'usage de l'eau.

L'amortissement, y compris les montants comptabilisés dans les comptes réglementaires, pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Amortissement des immobilisations corporelles	1 199	1 112
Amortissement des actifs incorporels	62	56
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	(202)	(56)
Amortissement des actifs et passifs réglementaires <i>(note 6)</i>	12	12
	1 071	1 124

6. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Actifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte de report lié au nivellement des tarifs	654	569
Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	602	799
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	393	403
Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	384	74
Compte de report des passifs nucléaires	378	188
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	122	111
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	55	101
Autres comptes d'écarts et de report	76	26
	2 664	2 271
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite <i>(note 13)</i>	619	-
Impôts reportés <i>(note 11)</i>	1 938	1 753
Total des actifs réglementaires	5 221	4 024
Moins : tranche à court terme	143	227
Actifs réglementaires à long terme	5 078	3 797
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	426	460
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	319	78
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	185	172
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	77	75
Compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires	47	48
Autres comptes d'écarts et de report	87	181
	1 141	1 014
Passif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite <i>(note 13)</i>	-	1 029
Crédit net aux contribuables lié à la COVID-19	15	31
Total des passifs réglementaires	1 156	2 074
Moins : tranche à court terme	131	215
Passifs réglementaires à long terme	1 025	1 859

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, 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, et aux termes du *Règlement de l'Ontario 53/05*.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour les soldes des comptes réglementaires et le crédit aux contribuables lié à la réponse de la Société à la pandémie de COVID-19 a été comptabilisé selon la méthode linéaire, d'après la partie des soldes dont le recouvrement ou le remboursement pendant la période applicable a été précédemment approuvé par les décisions et les ordonnances respectives de la CEO concernant la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026. 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 le CEO.

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 4,73 % à 5,49 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (de 0,57 % à 3,87 % par année en 2022).

En septembre 2022, la Province a annoncé qu'elle appuyait l'exploitation continue des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'à la fin de septembre 2026, sous réserve de l'approbation réglementaire de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCN »). Les tarifs réglementés approuvés pour la production d'électricité par les centrales nucléaires d'OPG pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en supposant la poursuite des activités des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'à la fin de 2025. En décembre 2022, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* pour qu'OPG établisse un compte d'écarts visant la prolongation de l'exploitation de Pickering B, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023. Le compte d'écarts comptabilise les écarts entre les revenus générés par la production des unités 5 à 8 de la centrale Pickering pour la période allant du 1^{er} janvier 2026 au 30 septembre 2026, et la somme des revenus perdus sur la production perdue de ces unités pendant les activités de prolongation de la durée de vie de ces unités pour la période allant du 1^{er} janvier 2026 au 30 septembre 2026 et des incidences sur les besoins en revenus des coûts réels autres qu'en capital et des coûts en capital engagés attribuables aux activités de prolongation.

Les tarifs réglementés approuvés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 ont été établis en fonction des coûts prévus en supposant l'application de la *Loi de 2019 visant à préserver la viabilité du secteur public pour les générations futures* (la loi 124), qui établit des limites aux augmentations de la rémunération des employés syndiqués et non syndiqués du secteur public de l'Ontario et s'applique à OPG. La loi 124 plafonne toute augmentation annuelle maximale des salaires et de la rémunération globale à 1 % sur une période de trois ans (la période de modération), sous réserve de certaines exceptions. Des syndicats et des organisations ont été nombreux à contester la constitutionnalité de la loi 124. Dans une décision rendue le 29 novembre 2022, la Cour supérieure de l'Ontario a conclu que la loi 124 était inconstitutionnelle et l'a déclarée nulle et sans effet (la décision de la Cour concernant la loi 124). Le gouvernement ontarien a porté en appel la décision devant la Cour d'appel de l'Ontario le 29 décembre 2022, appel qui a été entendu en juin 2023. Le 12 février 2024, la Cour d'appel de l'Ontario a confirmé la décision du tribunal d'instance inférieure et déclaré que la loi 124 était inconstitutionnelle en ce qui concerne les employés syndiqués, mais constitutionnelle dans son application aux employés non syndiqués; elle a ainsi confirmé ces dispositions à la loi qui s'appliquent aux employés non syndiqués. Par suite de cette décision, la Province a annoncé son intention d'abroger la loi 124 dans son intégralité.

Le 1^{er} mars 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'établir un compte d'écarts pour comptabiliser les répercussions sur les charges de rémunération dans les centrales nucléaires de la décision du tribunal concernant la loi 124 pour l'examen et l'utilisation futurs par la CEO. Le 27 juin 2023, la CEO a rendu une décision et une ordonnance refusant la requête d'OPG. Le 17 juillet 2023, OPG a déposé une requête devant la CEO lui demandant de revoir la décision de juin 2023, laquelle a été réaffirmée par la CEO dans une décision rendue le 24 octobre 2023. Par conséquent, OPG n'est pas en mesure de comptabiliser les répercussions sur les charges de rémunération de la décision du tribunal concernant la loi 124 dans le compte d'écarts proposé. OPG a comptabilisé l'incidence de la décision du tribunal concernant la loi 124 et des décisions de la CEO dans les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date.

En décembre 2023, OPG a déposé une demande en vue d'utiliser les soldes des comptes de report et d'écarts au 31 décembre 2022, moins les montants dont le recouvrement ou le remboursement a déjà été précédemment approuvé, au moyen d'avenants tarifaires sur la production nucléaire et hydroélectrique réglementée. La CEO tiendra une audience publique concernant la demande d'utilisation d'OPG.

Les variations des actifs et passifs réglementaires pour les exercices clos les 31 décembre ont été les suivantes :

(en millions de dollars)	Compte de report lié au nivellement des tarifs	Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	Compte d'écarts de production hydro-électrique de base excédentaire	Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	Compte de report des passifs nucléaires	Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte d'écarts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	Compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires	Actif (passif) 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)	n)	o)	
Actifs (passifs) réglementaires, montant net																
1 ^{er} janvier 2022	531	979	404	(33)	-	122	145	(509)	68	(135)	(80)	(42)	2 877	1 606	(231)	5 702
Augmentation (diminution)	19	(3)	48	67	188	(13)	(16)	(14)	(123)	(71)	(2)	(18)	(3 906)	147	(52)	(3 749)
Intérêts	19	-	7	2	-	3	1	(8)	-	(3)	(2)	-	-	-	(10)	9
Amortissement	-	(177)	(56)	38	-	(1)	(29)	71	(23)	37	9	12	-	-	107	(12)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net																
31 décembre 2022	569	799	403	74	188	111	101	(460)	(78)	(172)	(75)	(48)	(1 029)	1 753	(186)	1 950
Augmentation (diminution)	64	(20)	29	259	190	6	(21)	(16)	(219)	(41)	(6)	(9)	1 648	185	71	2 120
Intérêts	21	-	17	13	-	6	4	(21)	-	(8)	(4)	(2)	-	-	(19)	7
Amortissement	-	(177)	(56)	38	-	(1)	(29)	71	(22)	36	8	12	-	-	108	(12)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net																
31 décembre 2023	654	602	393	384	378	122	55	(426)	(319)	(185)	(77)	(47)	619	1 938	(26)	4 065

a) Compte de report lié au nivellement des tarifs

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par les décisions et les ordonnances liées à la demande de la CEO pour les tarifs réglementés de 2017 à 2021 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. Ce 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.

Les décisions et les ordonnances de la CEO concernant la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026 ont établi une méthode de nivellement des tarifs et les tarifs de base réglementés de la production nucléaire en découlant, de sorte qu'une tranche de 64 millions de dollars des besoins en revenus annuels approuvés de la production nucléaire a été reportée en 2023 et comptabilisée dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. La CEO a déterminé qu'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne devait être reporté pour 2024 à 2026.

b) Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés

Le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés 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 et des ordonnances de la CEO concernant la demande d'OPG visant les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021. Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, ce compte de report comptabilisait, pour les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées, la différence entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes.

Le compte continue de servir à comptabiliser l'écart ci-dessus pour les centrales électriques réglementées. Les tarifs de base réglementés et approuvés des centrales nucléaires pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'engagement. Par conséquent, pour les centrales nucléaires, le compte sert à comptabiliser uniquement l'amortissement des soldes dont le recouvrement a été approuvé par la CEO depuis le 1^{er} janvier 2022. 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 des avantages complémentaires de retraite reportés et comptabilisés dans le compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, 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 du recouvrement des soldes du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés approuvé par la CEO, OPG continue de respecter les exigences ci-dessus en matière de comptabilisation continue des actifs réglementaires pour la partie des coûts des avantages complémentaires de retraite reportés.

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 de mise à niveau de la capacité

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte d'écarts de mise à niveau de la capacité 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 des coûts liés à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale Pickering, à la remise en état et à d'autres activités de prolongation de la durée de vie de centrales hydroélectriques réglementées ainsi qu'à d'autres projets admissibles.

e) Compte de report des passifs nucléaires

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte de report des passifs nucléaires relativement aux variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement de centrales nucléaires, et aux passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associés aux centrales nucléaires 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.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, la Province a approuvé le plan de référence mis à jour en vertu de l'ONFA pour la période de 2022 à 2026 (plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA). Étant donné que les tarifs de base réglementés des centrales nucléaires en vigueur pour la période de 2022 à 2026 ne tiennent pas compte de l'incidence du plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires de 190 millions de dollars relatifs au compte de report des passifs nucléaires en 2023 (188 millions de dollars en 2022), ce qui représente l'incidence sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering découlant du plan de référence de 2022 approuvé en vertu de l'ONFA. OPG continuera de comptabiliser les ajouts au compte de report des passifs nucléaires jusqu'à ce que les incidences découlant du plan de référence de 2022 approuvé en vertu de l'ONFA soient prises en compte par la CEO au moment de l'établissement des nouveaux tarifs de base réglementés des centrales nucléaires à l'avenir.

Les composantes des actifs réglementés comptabilisées dans le compte de report au cours des exercices clos les 31 décembre, ainsi que les réductions des charges correspondantes, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2023	2022
Charges liées au combustible	20	17
Charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité ¹	31	21
Amortissement	110	79
Rendement de la base tarifaire ²	7	13
Impôts sur le résultat	22	58
	190	188

¹ Montant comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

² Montant comptabilisé en réduction de la désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

f) Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires

Jusqu'au 31 décembre 2021, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires comptabilisait 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. Dans une décision de novembre 2021 concernant la demande de tarifs réglementés d'OPG pour la période de 2022 à 2026, la CEO a déterminé que les coûts autres qu'en capital liés au développement d'un petit réacteur modulaire (« PRM ») au site du nouveau projet nucléaire de Darlington (« NPND ») ont été comptabilisés de façon appropriée dans le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires pour recouvrement à venir, sous réserve d'un examen du critère de prudence.

En novembre 2021, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* de manière que, à compter du 1^{er} janvier 2022, le compte comptabilisera également les différences entre l'incidence sur les besoins en revenus des coûts en capital engagés et les engagements financiers fermes faits pour les nouveaux projets de centrales nucléaires et les besoins en revenus correspondant reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.

g) 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.

h) 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 comptabilise les écarts entre les cotisations réelles d'OPG au régime de retraite agréé et les débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les centrales électriques réglementées, et les montants prévus pris en compte dans les tarifs réglementés. Les tarifs de base réglementés et approuvés des centrales nucléaires pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'engagement. Par conséquent, pour les centrales nucléaires, le compte sert à comptabiliser uniquement l'amortissement des soldes dont le recouvrement a été approuvé par la CEO depuis le 1^{er} janvier 2022.

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

Ce compte a été créé afin de comptabiliser, pour les centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, 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. Conformément aux décisions de la CEO rendues en novembre 2014 et en décembre 2017, l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite a été comptabilisé uniquement pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2021, le cas échéant. Puisque les tarifs de base approuvés des centrales nucléaires réglementées pour la période de 2022 à 2026 reflètent le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraites calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement, le compte a recommencé à comptabiliser l'écart susmentionné pour les centrales nucléaires avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, tel qu'il est approuvé par la CEO.

j) 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.

k) Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire

Ce compte comprend les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes d'écarts et de report des centrales nucléaires attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue des centrales nucléaires aux fins de l'établissement d'avenants tarifaires pour le recouvrement ou le remboursement de ces soldes et la production d'électricité réelle des centrales nucléaires en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts.

l) 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.

m) Actif (passif) réglementaire au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

L'actif réglementaire et le passif 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 remboursés aux clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire ou le passif 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 13.

n) 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 11.

o) Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2023 et 2022, les actifs et passifs réglementaires au titre des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants pour les éléments suivants :

Actif réglementaire	Description
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique	Ce compte comprend les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes d'écarts et de report des centrales hydroélectriques attribuables aux écarts entre la production d'électricité prévue des centrales hydroélectriques aux fins de l'établissement d'avenants tarifaires pour le recouvrement ou le remboursement de ces soldes et la production d'électricité réelle des centrales hydroélectriques en fonction de laquelle les avenants tarifaires sont recouverts.
Compte de report lié au siège social à Clarington	Ce compte a été établi en vue de comptabiliser, en ce qui a trait aux centrales nucléaires, l'incidence sur les besoins en revenus des dépenses d'immobilisations et des charges d'exploitation qui avaient été prévues pour la construction du siège social d'OPG à Clarington.
Compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle	Ce compte comprend les coûts d'OPG liés à la mise en œuvre des nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle de la CCSN.
Compte d'écarts lié à la prolongation de Pickering B	Ce compte a été créé conformément au <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> afin de comptabiliser les écarts entre les revenus générés par la production des unités 5 à 8 de la centrale Pickering pour la période allant du 1 ^{er} janvier 2026 au 30 septembre 2026, et la somme des revenus perdus sur la production perdue de ces unités pendant les activités de prolongation de la durée de vie de ces unités pour la période allant du 1 ^{er} janvier 2026 au 30 septembre 2026 et des incidences sur les besoins en revenus des coûts réels autres qu'en capital et des coûts en capital engagés attribuables aux activités de prolongation.
Compte de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering	Ce compte a été créé conformément au <i>Règlement de l'Ontario 53/05</i> afin de comptabiliser les coûts liés à l'emploi ainsi que les coûts autres qu'en capital associés aux services de tiers fournisseurs en raison des activités de fermeture de la centrale Pickering engagés par OPG avant ou après la fermeture d'une unité de la centrale Pickering, sauf les coûts admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires ou qui sont déjà reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.
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.
Compte de report des incidences découlant de l'optimisation dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering	Ce compte a été créé par la CEO le 1 ^{er} janvier 2021 afin de comptabiliser les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Darlington et Pickering qu'auront les variations des passifs nucléaires et de l'amortissement par suite des modifications des durées de vie utile estimatives de la centrale Pickering aux fins comptables, y compris celle entrées en vigueur le 31 décembre 2020.

Passif réglementaire	Description
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 des CII aux fins de la RS et DE	Ce compte comprend l'incidence de la charge d'impôts pour les centrales nucléaires découlant des écarts entre les crédits d'impôt à l'investissement réels aux fins de la RS et DE obtenus par OPG et les montants prévus reflétés dans les tarifs réglementés pour les centrales nucléaires.
Compte d'écarts pour les frais financiers relatifs à la différence entre le coût prévu comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés	Ce compte sert à comptabiliser les frais financiers asymétriques en faveur des consommateurs relativement à la différence entre les coûts comptabilisés au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui sont recouvrés à même les tarifs réglementés et les montants au comptant versés à l'égard des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, y compris les montants recouvrés du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés.
Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering (31 décembre 2017)	Ce compte 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 de la prolongation des durées de vie utile estimatives de la centrale Pickering aux fins comptables, entré en vigueur le 31 décembre 2017. Ces incidences ont été inscrites dans le compte de report jusqu'au 31 décembre 2021, puisque les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1 ^{er} janvier 2022 reflètent les changements correspondant dans les passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements. Par conséquent, le compte sert à comptabiliser uniquement l'amortissement des soldes dont la cession a été approuvée par la CEO depuis le 1 ^{er} janvier 2022.

7. GOODWILL

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	172	161
Écarts de change	(4)	11
Solde de clôture aux 31 décembre	168	172

Le goodwill doit être soumis à un test de dépréciation annuel à la même date chaque année. Au quatrième trimestre de 2023, conformément à sa politique, la Société a réalisé le test de dépréciation annuel. La Société a conclu que la juste valeur du secteur Production hydroélectrique visé par contrat et autre excédait sa valeur comptable à la date du test.

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

La dette à long terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Taux d'intérêt moyen pondéré	Échéance	2023	2022
Programme de billets à moyen terme ¹				
Billets de premier rang	3,28 %	2025 - 2051	4 650	4 650
Billets à payer en vertu des facilités de crédit du siège social ¹				
Billets de premier rang	3,50 %	2024 - 2048	2 822	2 618
UMH Energy Partnership ²				
Billets de premier rang	7,59 %	2041	163	166
PSS Generating Station Limited Partnership ³				
Billets de premier rang	4,80 %	2067	245	245
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁴				
Billets de premier rang	3,85 %	2024 - 2052	1 995	1 995
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales ⁵				
Billets de premier rang	4,84 %	2025 - 2030	474	486
Autres			25	25
			10 374	10 185
Plus : prime associée à la juste valeur, montant net			5	7
Moins : frais d'émission d'obligations non amortis			(37)	(40)
Moins : tranche des montants à payer échéant à moins d'un an			(603)	(43)
Dettes à long terme			9 739	10 109

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 d'environ 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 Ces billets sont garantis par les actifs correspondants de la filiale respective.

OPG a émis une dette à long terme d'un montant de 204 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en vertu des facilités de crédit du siège social de la Société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (remboursement de 72 millions de dollars, déduction faite des émissions en 2022).

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, se présentaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2023	2022
Intérêts sur la dette à long terme ¹	373	369
Intérêt sur la dette à court terme	15	12
Produits d'intérêts	(101)	(64)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(119)	(125)
Intérêts liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires ¹	(65)	(16)
Intérêts débiteurs, montant net	103	176

¹ 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 2023 se sont établis à 395 millions de dollars (359 millions de dollars en 2022), dont une tranche de 380 millions de dollars (347 millions de dollars en 2022) 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), d'UMH Energy Partnership (UMH), de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), de Lower Mattagami Limited Partnership (LMLP) et d'Eagle Creek s'élevait à 4 941 millions de dollars au 31 décembre 2023 (4 799 millions de dollars au 31 décembre 2022).

9. DETTE À COURT TERME

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2023 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Facilités bancaires :		
Siège social	1 648	Septembre 2027 et mai 2028 ¹
Siège social \$ US	750	Novembre 2024 ²
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	460	Août 2028 ³
OPG Eagle Creek Holdings LLC et ses filiales \$ US	20	Octobre 2028
Facilité conclue avec la SFIEO	750	Décembre 2026 ⁴

¹ Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette. Sur le total des facilités de crédit, une tranche de 648 millions de dollars devrait venir à échéance en septembre 2027 et peut servir au financement de dépenses du NPND, sous réserve de certaines conditions, et une tranche de 1 000 millions de dollars vient à échéance en mai 2028.

² La facilité de crédit est assortie d'une option qui permet de prolonger d'un an la durée après la date d'échéance de novembre 2024.

³ Une lettre de crédit de 60 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2023 en vertu de cette facilité.

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

La dette à court terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2023	2022
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	200	65
Total de la dette à court terme	200	65

Au 31 décembre 2023, des lettres de crédit totalisant 525 millions de dollars avaient été émises (439 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 décembre 2023, ce montant comprenait une tranche de 308 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 79 millions de dollars à l'égard d'Atura Power, une tranche de 60 millions de dollars à l'égard de LME, une tranche de 46 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 16 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 15 millions de dollars à l'égard d'UMH et une tranche de 1 million de dollars à l'égard de PSS.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'émission nette de dette à court terme s'est élevée à 135 millions de dollars (remboursement net de 118 millions de dollars en 2022), soit des émissions de 970 millions de dollars (1 551 millions de dollars en 2022) et des remboursements de 835 millions de dollars (1 669 millions de dollars en 2022).

Au 31 décembre 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à court terme s'établissait à 5,29 % (4,55 % au 31 décembre 2022).

10. 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>	2023	2022
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	15 623	14 327
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	9 493	9 699
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	270	289
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	25 386	24 315

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Passifs au début de l'exercice	24 315	23 415
Augmentation des passifs en raison de la désactualisation ¹	1 162	1 127
Augmentation des passifs rendant compte des modifications des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires (note 3)	160	-
Diminution des passifs rendant compte des changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques et autres ajustements	(10)	(11)
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible nucléaire irradié et à la gestion des déchets nucléaires et d'autres charges ¹	195	201
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(436)	(417)
Passifs à la fin de l'exercice	25 386	24 315

¹ Les montants ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes 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, et par la suite, des centrales nucléaires, thermiques et solaires et d'autres installations. 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 2022 en vertu de l'ONFA approuvé par la Province. Cette mise à jour est prise en compte dans les passifs nucléaires depuis le 31 décembre 2021. Au 31 décembre 2023, OPG a comptabilisé une hausse de 160 millions de dollars des passifs nucléaires et des coûts connexes de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires pour refléter la mise à jour des hypothèses de fins de vie de la centrale Pickering, compte tenu des activités de prolongation, comme il est mentionné à la note 3. Le rajustement n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net de 2023 d'OPG. La hausse des passifs au 31 décembre 2023 a été déterminée en actualisant les flux de trésorerie futurs supplémentaires nets à un taux de 3,93 %.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG au 31 décembre 2023, 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 83 prochaines années environ. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2106 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'exams périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les hypothèses relatives aux programmes, à la construction d'installations d'évacuation, aux dates de fin de vie des centrales, aux méthodes d'évacuation, aux indicateurs financiers, à la stratégie de déclassement et aux technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée à long terme de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans le traitement des sous-produits nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes, y compris des facteurs indépendants de la volonté de la Société, 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 combustible nucléaire irradié 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 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 déclassement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement 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 déclassement 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 déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné en vertu duquel les réacteurs seront asséchés et déchargés 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 matières pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur gestion définitive à long terme. Les hypothèses utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comptabilisés dans les états financiers consolidés comprennent une hypothèse de stratégie de cession conceptuelle à long terme conforme à la stratégie intégrée recommandée par la SGDN pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada, telle qu'acceptée par le ministre fédéral de l'Énergie et des Ressources naturelles en 2023. La stratégie prévoit le stockage des déchets de faible activité dans des dépôts en surface dont la mise en œuvre sera assurée par les propriétaires des déchets, et le stockage des déchets de moyenne activité dans un dépôt géologique en profondeur dont la mise en œuvre sera assurée par la SGDN. OPG continuera d'évaluer les hypothèses et les estimations sous-jacentes en fonction de l'information disponible, y compris les développements liés au processus de sélection du futur site pour le stockage des déchets de moyenne activité dans un dépôt géologique en profondeur par la SGDN.

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

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Aux fins de l'évaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations thermiques se fera au cours des 40 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 déclassement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires provenant des centrales existantes. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement ont été établis aux termes de l'ONFA à cette fin. OPG verse des cotisations aux Fonds distincts nucléaires selon le plan de référence en vigueur approuvé en vertu de l'ONFA. Les plans de référence en vertu de l'ONFA et les calendriers de contributions connexes 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 déclassement, qui était entièrement capitalisé au moment de sa création par une cotisation initiale versée par la SFIEO, 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 déclassement reflète le passif estimatif pour le cycle de vie inclus dans le plan de référence de 2022 en vertu de l'ONFA, aucune

cotisation à l'un ou l'autre fonds n'est requise. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les fonds n'étaient pas suffisamment capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence.

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), 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 déclassement 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 du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible et de moyenne activité qui devraient être générés chaque année. En décembre 2022, la CCSN a approuvé l'exigence de garantie financière proposée par OPG pour la période de 2023 à 2027, qui sera satisfaite au moyen de 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 2023 à 2027, 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 en gestion commune 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 conjointement avec la Province.

Fonds distinct de déclassement

En vertu de l'ONFA, OPG est entièrement responsable des variations des coûts estimatifs et du rendement du Fonds distinct de déclassement.

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 dernier 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 les bilans consolidés est égal au coût estimatif du passif de capitalisation d'après le dernier 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 en vigueur en vertu de l'ONFA, aux 31 décembre 2023 et 2022, 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 aux bilans consolidés aux 31 décembre 2023 et 2022 était limité à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence en vigueur 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 le montant de la sous-capitalisation, s'il y a lieu, 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 du 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 22,9 milliards de dollars au 31 décembre 2023. 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 les bilans consolidés 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 en vigueur en vertu de l'ONFA, le Fonds distinct pour combustible irradié était surcapitalisé aux 31 décembre 2023 et 2022. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fonds aux 31 décembre 2023 et 2022 se rapportait à l'ajustement au titre du rendement garanti et à la surcapitalisation du fonds.

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	
	2023	2022
Fonds distinct de déclassement	12 713	11 681
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(3 408)	(2 762)
	9 305	8 919
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	16 490	15 199
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(4 232)	(3 412)
	12 258	11 787
Total des Fonds distincts nucléaires	21 563	20 706
Moins : tranche à court terme	(68)	(51)
Fonds distincts nucléaires à long terme	21 495	20 655

¹ Au 31 décembre 2023, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 4 867 millions de dollars (4 404 millions de dollars au 31 décembre 2022) 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	
	2023	2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	224	332
Placements non traditionnels	7 618	6 577
Fonds en gestion commune	3 209	2 748
Titres de capitaux propres négociables	10 614	10 880
Titres à revenu fixe	7 475	6 241
Débiteurs/créditeurs, montant net	63	102
	29 203	26 880
Moins : montant à payer à la Province	(7 640)	(6 174)
	21 563	20 706

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes des placements, les gains de change latents bruts et la juste valeur des Fonds distincts nucléaires aux 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023		
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Coût historique	10 424	13 619	24 043
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 565	3 201	5 766
Total de la moins-value	(496)	(597)	(1 093)
Change	220	267	487
	12 713	16 490	29 203
Moins : montant à payer à la Province	(3 408)	(4 232)	(7 640)
Total de la juste valeur	9 305	12 258	21 563
Moins : tranche à court terme	(24)	(44)	(68)
Juste valeur à long terme	9 281	12 214	21 495

2022			
<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Coût historique	9 865	12 910	22 775
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 333	2 900	5 233
Total de la moins-value	(804)	(989)	(1 793)
Change	287	378	665
	11 681	15 199	26 880
Moins : montant à payer à la Province	(2 762)	(3 412)	(6 174)
Total de la juste valeur	8 919	11 787	20 706
Moins : tranche à court terme	(21)	(30)	(51)
Juste valeur à long terme	8 898	11 757	20 655

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 :

2023			
<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	328	421	749
Gains de change réalisés, montant net	68	107	175
Gains réalisés, montant net	396	528	924
Gains latents, montant net			
Gains latents nets, à l'exclusion du change	671	858	1 529
Pertes de change latentes, montant net	(198)	(276)	(474)
Gains latents, montant net	473	582	1 055

2022			
<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	216	291	507
Pertes de change réalisées, montant net	(15)	(22)	(37)
Gains réalisés, montant net	201	269	470
Pertes latentes, montant net			
Pertes latentes nettes, à l'exclusion du change	(1 320)	(1 631)	(2 951)
Gains de change latents, montant net	266	348	614
Pertes latentes, montant net	(1 054)	(1 283)	(2 337)

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2023	2022
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	8 919	8 611
Augmentation (diminution) du fonds en raison du rendement des placements	1 102	(632)
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(70)	(73)
(Augmentation) diminution du montant à payer à la Province	(646)	1 013
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	9 305	8 919
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	11 787	11 265
Augmentation (diminution) du fonds en raison du rendement des placements	1 419	(734)
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(128)	(147)
(Augmentation) diminution du montant à payer à la Province	(820)	1 403
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	12 258	11 787

Le rendement des Fonds distincts nucléaires comptabilisé en 2023 et en 2022 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 présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Fonds distinct de déclassement	456	381
Fonds distinct pour combustible irradié	599	669
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	2	(19)
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	1 057	1 031

11. 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 recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	2 095	1 994
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	555	528
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportée dans les actifs et passifs réglementaires	(161)	(142)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(25)	(22)
Crédit de fabrication et de traitement	(31)	(30)
Provision pour moins-value	(1)	(1)
Autres	(1)	10
	(219)	(185)
Charge d'impôts	336	343
Taux d'imposition effectif	16,0 %	17,2 %

Les principales composantes de la charge d'impôts pour les exercices clos les 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Charge d'impôts exigibles	254	340
Charge d'impôts reportés	82	3
Charge d'impôts	336	343

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>	2023	2022
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	6 325	6 057
Autres actifs et passifs	1 463	1 539
Provision pour moins-value	(55)	(59)
	7 733	7 537
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(3 281)	(3 144)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(5 390)	(5 177)
Autres actifs et passifs	(1 211)	(1 113)
	(9 882)	(9 434)
Passifs d'impôts reportés nets	(2 149)	(1 897)

Au 31 décembre 2023, OPG avait des pertes fiscales fédérales aux États-Unis de 406 millions de dollars (364 millions de dollars en 2022), dont 7 millions de dollars viendront à échéance entre 2031 et 2037 si elles ne sont pas utilisées (23 millions de dollars en 2022). Au 31 décembre 2023, OPG avait des pertes fiscales étatiques aux États-Unis de 460 millions de dollars (428 millions de dollars en 2022), dont 308 millions de dollars viendront à échéance entre 2028 et 2043 si elles ne sont pas utilisées (283 millions de dollars en 2022).

En 2023, OPG a comptabilisé une augmentation de 185 millions de dollars (147 millions de dollars en 2022) 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 2023 et 2022 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>	2023	2022
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	1 314	1 203
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	439	403
	1 753	1 606
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	139	111
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	46	36
Solde aux 31 décembre	1 938	1 753

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 présentait comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	115	108
Ajouts	8	10
Réductions	(39)	(3)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	84	115

Au 31 décembre 2023, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 84 millions de dollars (115 millions de dollars au 31 décembre 2022), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquelles pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG si elles étaient constatées. 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 2023, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 18 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2022). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada pour ses entités canadiennes, les États-Unis pour ses filiales américaines et la Roumanie pour sa filiale roumaine. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2018 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 2017 et 2016.

En 2023, OPG a versé des paiements de 441 millions de dollars en remplacement de l'impôt sur les bénéfices, déduction faite du recouvrement d'impôts (207 millions de dollars en 2022). En 2023 et 2022, OPG a payé un montant négligeable d'impôts fédéral et provincial au Canada, d'impôts fédéral et étatique aux États-Unis et d'impôt en Roumanie.

12. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations du solde 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)	2023			
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
Solde au début de l'exercice	(6)	80	54	128
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	11	-	-	11
Perte actuarielle à la réévaluation des passifs et des coûts des services passés au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(109)	-	(109)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	4	(4)	-	-
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	(45)	(45)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	15	(113)	(45)	(143)
Solde à la fin de l'exercice	9	(33)	9	(15)

(en millions de dollars)	2022			
	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
Solde au début de l'exercice	(7)	(186)	(69)	(262)
Perte nette sur les couvertures de flux de trésorerie	(5)	-	-	(5)
Gain actuariel à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite des coûts des services passés	-	257	-	257
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	6	9	-	15
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	123	123
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	1	266	123	390
Solde à la fin de l'exercice	(6)	80	54	128

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		Poste des états des résultats
	2023	2022	
Amortissement des montants relatifs aux couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	6	8	Revenus et intérêts débiteurs, montant net
Charge d'impôts	(2)	(2)	Charge d'impôts
	4	6	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite			
(Gain actuariel) perte actuarielle, déduction faite des crédits des services passés	(5)	12	Voir la note 1 ci-dessous
Recouvrement (charge) d'impôts	1	(3)	Charge d'impôts
	(4)	9	
Total des montants reclassés pour l'exercice	-	15	

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 13).

13. 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 à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans quatre catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs à revenu fixe, qui offrent une stabilité contre la volatilité accrue des actions dans une économie au ralenti. La deuxième catégorie comprend les actions, 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 diverses caractéristiques combinées des actifs à revenu fixe et des actions. La quatrième catégorie comprend les placements non traditionnels 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.

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	32,5 %
Actions	33,0 %
Actifs immobiliers	32,5 %
Autres placements non traditionnels	2,0 %

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 2023. 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 capitalisation
- 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 leurs indices 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 15 pour plus de détails sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des justes valeurs.

Les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2023			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	283	-	-	283
Placements à court terme	-	4	-	4
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	13	2 981	-	2 994
Obligations de gouvernements	30	2 028	-	2 058
Actions				
Canadiennes	670	597	-	1 267
Américaines	1 082	-	-	1 082
Mondiales	576	-	-	576
Fonds en gestion commune	86	1 279	-	1 365
Contrats de change à terme	-	106	-	106
Contrats à terme et pensions sur titres	1	-	-	1
	2 741	6 995	-	9 736
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(975)	-	(975)
	2 741	6 020	-	8 761
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				7 842
				16 603 ²

(en millions de dollars)	2022			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	277	-	-	277
Placements à court terme	1	12	-	13
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	12	2 419	-	2 431
Obligations de gouvernements	30	2 109	-	2 139
Actions				
Canadiennes	688	449	-	1 137
Américaines	1 019	-	-	1 019
Mondiales	628	-	-	628
Fonds en gestion commune	402	820	-	1 222
	3 057	5 809	-	8 866
Contrats de change à terme	-	(7)	-	(7)
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(727)	-	(727)
	3 057	5 075	-	8 132
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				7 424
				15 556 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	
	2023	2022	2023	2022
<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	4,64 %	5,26 %	4,64 %	5,26 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	3,25 %	1,70 %	3,25 %	1,70 %
– par la suite	2,75 %	2,50 %	2,75 %	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	2,00 %	2,00 %
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,79 %	4,17 %
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.	2,00 %	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts pour l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,25 %	5,75 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	5,25 %	3,37 %	5,23 %	3,23 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	5,23 %	2,81 %	5,23 %	2,87 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	5,25 %	3,17 %	5,24 %	3,04 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,70 %	1,65 %	1,70 %	1,65 %
– 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.	4,17 %	4,05 %
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.	2,00 %	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (en années)	13	12	14	13

s. o. – hypothèse sans objet.

¹ Taux moyen annuel jusqu'au 31 décembre 2026.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus pour l'exercice	183	349	4	7	64	89
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	785	535	16	11	128	98
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(1 000)	(915)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	(1)	-	-	-	-	-
Amortissement (du gain actuariel net) de la perte actuarielle nette ¹	(1)	122	-	8	(52)	-
Comptabilisation de la perte actuarielle nette (du gain actuariel net) lié aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	39	(12)
Coûts comptabilisés ²	(34)	91	20	26	179	175

¹ L'incidence nette de l'amortissement de la perte actuarielle nette et de l'amortissement des coûts des services passés a été constatée à titre de hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif ou du passif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 6.

² Sauf l'incidence des comptes réglementaires dont il est question à la note 6.

Le total des coûts des prestations, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, du compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés, s'est établi comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2023	2022
Régimes de retraite agréés	(34)	91
Régimes de retraite complémentaires	20	26
Avantages complémentaires de retraite	179	175
Compte d'écarts au titre des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 6)	169	95
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 6)	16	14
Compte de report de la différence entre le coût comptabilisé au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les montants au comptant versés (note 6)	20	3
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	370	404

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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	15 944	16 508	-	-	-	-
Cotisations patronales	164	192	17	16	119	99
Cotisations salariales	102	92	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes						
déduction faite des charges	1 229	(380)	-	-	-	-
Versements de prestations	(803)	(830)	(17)	(16)	(119)	(99)
Transferts	-	362	-	-	-	-
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	16 636	15 944	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	15 202	18 967	311	405	2 437	3 329
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	183	349	4	7	64	89
Cotisations salariales	102	92	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	785	535	16	11	128	98
Versements de prestations	(803)	(830)	(17)	(16)	(119)	(99)
Coûts des services passés	-	-	-	-	20	1
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	1 689	(4 279)	64	(97)	239	(1 055)
Transferts	-	368	-	1	1	74
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	17 158	15 202	378	311	2 770	2 437
Situation de capitalisation – (déficit) excédent à la fin de l'exercice	(522)	742	(378)	(311)	(2 770)	(2 437)

En 2022, OPG a déployé en interne une partie de ses services de technologies de l'information qui était auparavant impartie à New Horizon System Solutions LP (NHSS) depuis 2000 et a rapatrié les employés syndiqués. Aux termes de l'entente contractuelle entre OPG et NHSS, les actifs et les passifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite de NHSS des employés transférés et des membres inactifs existants ont été transférés à OPG le 1^{er} novembre 2022. Les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite prises en charge par OPG dans le cadre de l'entente ont été largement compensées par la rémunération de NHSS.

L'actif (le passif) au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Actif à long terme	-	742	-	-	-	-
Passif à court terme	-	-	(17)	(19)	(129)	(115)
Passif à long terme	(522)	-	(361)	(292)	(2 641)	(2 322)
Total des (passifs) actifs	(522)	742	(378)	(311)	(2 770)	(2 437)

Au 31 décembre 2023, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 15 729 millions de dollars et 332 millions de dollars (respectivement à 14 386 millions de dollars et 300 millions de dollars au 31 décembre 2022). 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.

Les obligations projetées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires ont augmenté, passant respectivement de 15 202 millions de dollars et 311 millions de dollars au 31 décembre 2022 à respectivement 17 158 millions de dollars et 378 millions de dollars au 31 décembre 2023. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2023 qui tient compte d'une baisse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 437 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 2 770 millions de dollars au 31 décembre 2023. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2023 qui tient compte de la baisse des taux d'actualisation.

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 ou du passif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 6, pour les exercices clos les 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) de l'exercice considéré	1 460	(2 984)	64	(97)	200	(1 043)
Coûts des services passés de l'exercice	-	-	-	-	20	1
Amortissement du gain actuariel net (de la perte actuarielle nette)	1	(122)	-	(8)	52	-
Amortissement des coûts des services passés	1	-	-	-	-	-
Augmentation (diminution) totale des autres éléments du résultat étendu	1 462	(3 106)	64	(105)	272	(1 042)
Moins : augmentation (diminution) de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 6)	1 348	(2 856)	60	(97)	240	(947)
Diminution (augmentation) nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	114	(250)	4	(8)	32	(95)

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG ainsi que l'actif ou le passif 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 :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
(Crédits) coûts des services passés	(5)	(6)	-	-	31	11
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	1 237	(224)	87	23	(686)	(938)
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	1 232	(230)	87	23	(655)	(927)
Moins : actif (passif) réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 6)	1 137	(211)	81	21	(599)	(839)
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	95	(19)	6	2	(56)	(88)

Les pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) non amortis et les (crédits) coûts des prestations au titre des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	180	373	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 057	(588)	38	23	(251)	(222)
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette amortissable	-	(9)	49	-	(435)	(716)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti	1 237	(224)	87	23	(686)	(938)
(Crédits) coûts des prestations non amortis au titre des services passés	(5)	(6)	-	-	31	11

La dernière évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2023, a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers en septembre 2023. La prochaine évaluation actuarielle doit être réalisée au plus tard en date du 1^{er} janvier 2026. Pour 2024, les cotisations que la Société doit verser au régime de retraite agréé d'OPG devraient s'élever à 161 millions de dollars. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

Dans le cadre de l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé en date du 1^{er} janvier 2023, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées et révisées, au besoin, par des actuaires indépendants. À partir des données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2023, et des hypothèses démographiques conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2023, 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 2023, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2023.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 308 millions de dollars au 31 décembre 2023 (298 millions de dollars au 31 décembre 2022).

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 2023, se détaillaient de la manière suivante :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2024	847	17	128
2025	864	17	128
2026	883	18	129
2027	888	18	132
2028	942	19	133
2029 à 2033	4 962	99	714

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 2023, 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 %	(39)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	39	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(4)	-	(8)
Diminution de 0,25 %	4	-	9
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	44	-	1
Diminution de 0,25 %	(41)	-	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	11	1	1
Diminution de 0,25 %	(11)	(1)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	54
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(42)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

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

14. 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, 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. 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 émissions de titres d'emprunt, les combustibles, ainsi que certaines matières et certains services achetés pour les centrales et les grands projets de développement peuvent être 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.

Certaines centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis sont exposées aux marchés de gros de l'électricité et sont, par conséquent, assujetties à la volatilité du prix du marché de gros de l'électricité. Même si 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 administré par la SIERE. Les intervenants sur le marché 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. Même si l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, le risque est considéré comme acceptable 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. Aux 31 décembre 2023 et 2022, la provision pour créances douteuses d'OPG était de 1 million de dollars.

La juste valeur des instruments dérivés représentait un passif net total de 6 millions de dollars au 31 décembre 2023 (6 millions de dollars au 31 décembre 2022).

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 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Reclassement de pertes dans les revenus et les intérêts débiteurs, montant net	6	8
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(16)	(14)
(Pertes latentes) gains latents inclus dans les revenus	(10)	10

Des pertes nettes avant impôts existantes de 1 million de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2023 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

15. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs financiers 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.

Un résumé des instruments financiers d'OPG et de leur juste valeur aux 31 décembre est présenté ci-après :

(en millions de dollars)	Juste valeur		Valeur comptable ¹		Poste du bilan
	2023	2022	2023	2022	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche échéant à moins d'un an) ²	21 563	20 706	21 563	20 706	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Prêt à recevoir de Fair Hydro Trust	817	786	905	908	Prêt à recevoir
Investissement dans des actions d'Hydro One Limited	164	171	164	171	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(1)	(3)	(1)	(3)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(9 793)	(9 180)	(10 342)	(10 152)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	107	79	107	79	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.

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.

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.

(en millions de dollars)	2023			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	6 130	6 083	-	12 213
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				4 277
				16 490
Montant à payer à la Province				(4 232)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				12 258
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	4 745	4 627	-	9 372
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				3 341
				12 713
Montant à payer à la Province				(3 408)
Fonds distinct de déclassement, montant net				9 305
Titres de capitaux propres	164	-	-	164
Autres actifs financiers	71	4	82	157
Passif				
Autres passifs financiers	(48)	(1)	(1)	(50)

(en millions de dollars)	2022			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	6 371	5 141	-	11 512
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				3 687
				15 199
Montant à payer à la Province				(3 412)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				11 787
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	4 929	3 862	-	8 791
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				2 890
				11 681
Montant à payer à la Province				(2 762)
Fonds distinct de déclassement, montant net				8 919
Titres de capitaux propres	171	-	-	171
Autres actifs financiers	68	5	91	164
Passif				
Autres passifs financiers	(75)	(6)	(4)	(85)

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 aux bilans consolidés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2 ni vers ou depuis le niveau 3.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les variations des actifs nets évalués à la juste valeur et classés comme des instruments financiers de niveau 3 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2023	87
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(17)
Gains latents inclus dans les revenus	5
Achats	6
Solde de clôture au 31 décembre 2023	81

Placements évalués à la valeur liquidative

Fonds distincts nucléaires

Les placements dans les Fonds distincts nucléaires classés au niveau 3 se composent de placements dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures, d'autres placements dans des titres immobiliers et de placements dans des titres d'emprunt privés. 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.

Les catégories de placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2023 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Actifs immobiliers				
Infrastructures	4 221	1 422	s. o.	s. o.
Titres immobiliers	3 067	1 169	s. o.	s. o.
Dettes privées	37	490	s. o.	s. o.
Autres	293	21	s. o.	s. o.
Fonds en gestion commune				
Placements à court terme	18	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	2 293	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Capitaux propres	898	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	10 827	3 102		

La juste valeur des fonds en gestion commune est classée au niveau 2. Les placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier, d'autres placements dans des titres immobiliers et de la dette privée 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 ne peut être rachetée. 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 rachetées selon un processus de rachat 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.

Autres titres immobiliers

Cette catégorie comprend un portefeuille diversifié de titres immobiliers qui ne sont pas classés dans les catégories d'actifs immobiliers ou d'infrastructures, notamment les placements dans le secteur de l'agriculture et d'autres placements dans des sociétés en commandite du marché privé. 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.

Dette privée

Cette catégorie correspond aux placements en dette privée émis surtout par des emprunteurs canadiens et américains. L'objectif de placement dans ces titres est de procurer un revenu grâce à un portefeuille d'emprunts géré de manière professionnelle. 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 distributions en trésorerie sont reçues en fonction du revenu des prêts, ou à leur échéance ou leur liquidation. La vente de placements de cette catégorie peut être assujettie à des restrictions.

Fonds en gestion commune

Cette catégorie représente les placements dans des fonds en gestion commune. Un fonds en gestion commune 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 en gestion commune 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.

16. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2023 et 2022, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG, la Province.

Actions de catégorie A

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

Aux 31 décembre 2023 et 2022, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars.

17. 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. Aux 31 décembre 2023 et 2022, ce nombre était de 274,6 millions. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, il n'y avait aucun titre dilutif.

18. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à diverses actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal des affaires. Ces litiges s'accompagnent d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Même s'il n'est 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 d'incidence néfaste importante sur la situation financière consolidée d'OPG.

Garanties

Au 31 décembre 2023, le montant total des garanties fournies par OPG se chiffrait à 32 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 décembre 2023, l'incidence possible de la juste valeur des garanties en cours sur le bénéfice était de 1 million de dollars, et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2023 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	161	143	97	70	60	110	641
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	161	166	-	-	-	-	327
Remboursement sur la dette à long terme	603	588	674	530	248	7 731	10 374
Intérêts sur la dette à long terme	372	357	340	329	311	4 250	5 959
Remboursement sur la dette à court terme	200	-	-	-	-	-	200
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington et au NPND ²	257	-	-	-	-	-	257
Permis d'exploitation	53	55	56	49	50	155	418
Obligations en vertu de contrats de location simple	15	11	11	8	4	19	68
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 505	-	-	-	-	-	1 505
Autres	105	53	15	13	8	83	277
Total	3 432	1 373	1 193	999	681	12 348	20 026

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprenaient les obligations de capitalisation continues, conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2023. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2026 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 le 1^{er} janvier 2026 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 les projets, 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.

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 locatifs, 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 1 991 millions de dollars au 31 décembre 2023 (2 044 millions de dollars au 31 décembre 2022). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations.

Conventions collectives

La Société applique les conventions collectives conclues avec le Power Workers Union (PWU) et The Society of United Professionals (Society).

Au 31 décembre 2023, le PWU représentait environ 5 220 employés à temps plein et temporaires, soit 50 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales. Sont membres de ce syndicat des opérateurs de centrales, des techniciens, des ouvriers qualifiés, des employés de bureau et des membres du personnel de sécurité. La convention collective précédente de un an entre le PWU et OPG a pris fin le 31 mars 2022. Le 11 avril 2023, les membres du PWU ont ratifié le renouvellement d'une convention collective de deux ans négociée par les parties portant sur la période entre le 1^{er} avril 2022 et le 31 mars 2024. Étant donné que la convention a été établie après la décision du tribunal concernant la loi 124, elle n'a pas été assujettie aux exigences de cette loi. Les négociations pour le renouvellement d'une nouvelle convention collective ont commencé en février 2024 et elles se poursuivent.

Au 31 décembre 2023, Society représentait environ 3 570 employés à temps plein et temporaires, soit 34 % de l'effectif permanent d'OPG et de ses filiales. Sont membres de ce syndicat des superviseurs, des ingénieurs, des scientifiques et d'autres professionnels. La convention collective de deux ans entre Society et OPG, qui a pris fin le 31 décembre 2023, a été conclue aux termes d'une sentence arbitrale rendue en décembre 2021 et couvrait les deux premières années de la période de modération de trois ans correspondante en vertu de la loi 124. Le 8 mai 2023, l'arbitre a prononcé une sentence modifiant la convention collective afin d'augmenter la rémunération compte tenu de la décision du tribunal concernant la loi 124. En prévision de l'échéance de la convention collective entre Society et OPG le 31 décembre 2023, des négociations en vue de son renouvellement ont eu lieu au second semestre de 2023. Les négociations n'ayant pas permis de conclure une nouvelle convention collective, les parties ont fait appel à la médiation et à l'arbitrage exécutoire en novembre 2023. Le 16 décembre 2023, Society et OPG ont reçu la sentence arbitrale qui fixera la version finale d'une convention collective de deux ans portant sur la période du 1^{er} janvier 2024 au le 31 décembre 2025.

Le 26 juin 2023, Society a déposé une requête relative à l'employeur auprès de la Commission des relations de travail de l'Ontario. La requête a désigné OPG et Atura Power en tant que parties intimées et a affirmé qu'elles constituent un employeur unique aux fins de la *Loi de 1995 sur les relations de travail* (Ontario), ou alors qu'une vente d'entreprise avait eu lieu. OPG et Atura Power s'opposent à la requête. La médiation s'est déroulée en septembre 2023, et les discussions se poursuivent entre les parties.

Éventualités

Au quatrième trimestre de 2023, Atura Power a comptabilisé un passif éventuel lié à une entente de règlement conclue en 2021 ayant trait à certaines activités postérieures à la date de clôture de l'acquisition de centrales à cycle combiné, donnant lieu à un gain avant impôts de 94 millions de dollars.

19. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2023, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Services nucléaires durables réglementés
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique visée par contrats et autre
- Atura Power

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. Ces revenus comprennent 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 réglementés et de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. En outre, ce secteur comprend des dépenses liées aux PRM sur le site du NPND, car ces PRM sont pris en compte par la CEO aux fins de la réglementation des tarifs.

Services nucléaires durables réglementés

Le secteur Services nucléaires durables réglementés 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, au déclassement 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 installations connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. Ainsi, la charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation des passifs nucléaires comptabilisés aux bilans consolidés à la valeur actualisée en fonction du 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 Services nucléaires durables réglementés, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Services nucléaires durables réglementés. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Services nucléaires durables réglementés est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés de 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 hydroélectrique visée par contrats et autre

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrats 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 exploitées aux termes des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. La majorité des centrales aux États-Unis fournissent actuellement de l'énergie et de la capacité sur les marchés de gros de l'électricité. En Ontario, les contrats en vigueur pour les centrales thermiques viennent à échéance entre 2024 et 2029, pour la centrale solaire, en 2039, et pour les centrales hydroélectriques, entre 2059 et 2067. Aux États-Unis, les contrats en vigueur viennent à échéance entre 2024 et 2043.

Le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre comprend la quote-part revenant à OPG des revenus des installations productrices d'électricité dans lesquelles OPG est copropriétaire ou détient une participation minoritaire, et des revenus tirés de la prestation de services auxiliaires au réseau d'électricité et d'autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur.

Atura Power

Le secteur Atura Power exerce ses activités en Ontario, produisant et vendant de l'électricité à partir des centrales à cycle combiné de la Société. Toutes les centrales prises en compte dans le secteur sont exploitées en vertu de CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Les contrats en vigueur pour ces centrales viennent à échéance entre 2034 et 2040. Le secteur comprend également les revenus tirés de la participation au programme visant les marchés de réserve d'exploitation et le programme de tarifs de rachat garantis de la SIERE. En outre, le secteur comprend les charges d'Atura Power relatives aux projets de développement commercial, y compris la production d'hydrogène faible en carbone et les systèmes de stockage d'énergie à batteries.

Honoraires de service

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production d'électricité à tarifs réglementés et du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre comprennent des honoraires de services qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels partagés 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 service pris en compte dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices clos les 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Production nucléaire réglementée	75	71
Production hydroélectrique réglementée	14	12
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	6	6
	95	89

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée				Éliminations	Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres			
Produits	4 251	-	1 485	784	789	16	-	-	7 325
Revenus locatifs	26	-	-	-	-	5	-	-	31
Autres revenus	-	203	-	31	-	133	(289)	-	78
Revenu total	4 277	203	1 485	815	789	154	(289)	-	7 434
Charges liées au combustible	269	-	327	58	320	-	-	-	974
Marge brute	4 008	203	1 158	757	469	154	(289)	-	6 460
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 400	203	391	274	80	77	(289)	-	3 136
Dotation aux amortissements	527	-	181	165	121	77	-	-	1 071
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 167	-	8	2	1	-	-	1 178
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	-	(1 057)	-	-	-	-	-	-	(1 057)
Taxes foncières	25	-	1	18	3	1	-	-	48
Autres pertes (gains)	-	-	9	4	(93)	(34)	-	-	(114)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 056	(110)	576	288	356	32	-	-	2 198
Intérêts débiteurs, montant net									103
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices									2 095
Charge d'impôts									336
Bénéfice net									1 759

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée				Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	Éliminations	
Produits	3 917	-	1 538	827	950	32	-	7 264
Revenus locatifs	26	-	-	-	-	14	-	40
Autres revenus	-	210	-	(21)	-	146	(290)	45
Revenu total	3 943	210	1 538	806	950	192	(290)	7 349
Charges liées au combustible	264	-	318	62	461	-	-	1 105
Marge brute	3 679	210	1 220	744	489	192	(290)	6 244
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 251	210	363	252	69	74	(290)	2 929
Dotation aux amortissements	607	-	174	158	115	70	-	1 124
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 124	-	8	2	2	-	1 136
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	-	(1 031)	-	-	-	-	-	(1 031)
Taxes foncières	24	-	1	19	3	2	-	49
Autres pertes (gains)	-	-	5	22	(2)	(158)	-	(133)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	797	(93)	677	285	302	202	-	2 170
Intérêts débiteurs, montant net								176
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices								1 994
Charge d'impôts								343
Bénéfice net								1 651

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
Immobilisations corporelles en service, montant net	12 434	-	8 016	5 868	3 027	237	29 582
Constructions en cours	3 015	-	309	251	165	138	3 878
Immobilisations corporelles, montant net	15 449	-	8 325	6 119	3 192	375	33 460
Actifs incorporels en service, montant net	38	-	2	135	102	147	424
Aménagement en cours	26	-	-	-	-	42	68
Actifs incorporels, montant net	64	-	2	135	102	189	492
Goodwill	-	-	-	168	-	-	168
Stocks de combustible	243	-	-	29	23	-	295
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	105	-	-	1	-	-	106
À long terme	380	-	-	2	-	-	382
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	21 563	-	-	-	-	21 563
Prêt à recevoir	-	-	-	-	-	905	905
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(25 116)	-	(157)	(52)	(61)	(25 386)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrat et autre	Atura Power	Autres	
Immobilisations corporelles en service, montant net	10 257	-	7 919	5 637	3 060	222	27 095
Constructions en cours	3 943	-	209	367	95	58	4 672
Immobilisations corporelles, montant net	14 200	-	8 128	6 004	3 155	280	31 767
Actifs incorporels en service, montant net	36	-	2	150	108	156	452
Aménagement en cours	18	-	-	-	-	24	42
Actifs incorporels, montant net	54	-	2	150	108	180	494
Goodwill	-	-	-	172	-	-	172
Stocks de combustible	192	-	-	34	26	-	252
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	106	-	-	-	-	-	106
À long terme	394	-	-	2	-	-	396
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	20 706	-	-	-	-	20 706
Prêt à recevoir	-	-	-	-	-	908	908
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(24 026)	-	(148)	(50)	(91)	(24 315)

Détails des dépenses en immobilisations du secteur (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydro-électrique	Production hydro-électrique visée	Atura Power	Autre ²	
Exercice clos le 31 décembre 2023							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 859	-	370	313	148	139	2 829
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							72
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels – flux de trésorerie							2 901
Exercice clos le 31 décembre 2022							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 659	-	315	339	138	113	2 564
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							(7)
Investissement dans des immobilisations corporelles incorporels – flux de trésorerie							2 557

¹ Exclut l'acquisition de la centrale hydroélectrique Koma Kulshan aux États-Unis en 2022.

² Exclut l'acquisition en février 2023 de l'immeuble et des terrains environnants pour le nouveau siège social situés au 1908, Colonel Sam Drive à Oshawa, en Ontario.

20. 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 se sont établies comme suit :

(en millions de dollars)	2023		2022	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	16	-	22	-
Services	-	11	-	12
Dividendes	5	-	5	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	646	1 013	-
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	820	1 403	-
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	114	-	113
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	216	-	212
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	94	-	97
Impôts sur le résultat	-	526	-	520
Taxes foncières	-	13	-	12
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 694	-	6 625	-
Fair Hydro Trust				
Produits d'intérêts	33	-	33	-
	6 748	2 440	9 101	966

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 2023 et 2022, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province de respectivement 7 640 millions de dollars et 6 174 millions de dollars.

Les soldes entre OPG et ses parties liées aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	4	3
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	623	477
Fair Hydro Trust	4	4
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	905	908
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	164	171
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	2	1
SFIEO	82	99
Province d'Ontario	8	14
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	1	3
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 500	2 540

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 2023, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 603 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 371 millions de dollars au 31 décembre 2022) et 4 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (2 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 décembre 2023, le régime de retraite agréé d'OPG détenait 336 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (64 millions de dollars au 31 décembre 2022) et 5 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (8 millions de dollars au 31 décembre 2022). 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.

21. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en millions de dollars)</i>	2023	2022
Montants à recevoir de parties liées	(147)	74
Stocks de combustible	(47)	3
Matières et fournitures	29	17
Charges payées d'avance	(66)	(39)
Autres actifs à court terme	144	(118)
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	(27)	286
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	(114)	223

22. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

Lower Mattagami LP (LMLP)

LMLP est une société en commandite fondée par OPG et Amisk-oo-Skow Finance Corporation, une société en propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance des centrales hydroélectriques le long de la rivière Mattagami, situées en Ontario, y compris les centrales Little Long, Harmon et Kipling. OPG détient une participation d'environ 75 % dans LMLP. OPG consolide les résultats de LMLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre commandité comme une 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 mégawatts (MW) sur la rivière New Post Creek située en Ontario. 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 situés en Ontario. 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

OPG, par l'entremise d'Eagle Creek, détient une participation de 83 % dans Little Falls Hydroelectric Associates, LP. La société en commandite 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.

Napanee BESS Inc. et Atura Hydrogen Inc.

En 2023, la Société, par le biais d'Atura Power, a conclu des conventions de sociétés en commandite avec Ameresco BESS Holdings Inc., une filiale d'Ameresco Inc., pour la construction d'installations de production d'hydrogène et de systèmes de stockage d'énergie à batteries. Dans le cadre de ces conventions, OPG détient une participation lui conférant environ 90 % des droits de vote dans Napanee BESS Inc., qui entreprend la construction d'un système de stockage d'énergie à batterie d'une capacité de 250 MW pendant quatre heures au site de la centrale Napanee, et une participation lui conférant 89 % des droits de vote dans Atura Hydrogen Inc., laquelle est structurée en vue de la construction du Niagara Hydrogen Centre, une installation de production d'hydrogène à grande échelle à Niagara Falls, en Ontario. OPG consolide les résultats de Napanee BESS Inc. et d'Atura Hydrogen Inc. dans ses états financiers consolidés et présente la participation des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

23. ACHAT ET VENTE DE BIENS IMMOBILIERS

En octobre 2022, OPG a vendu les locaux situés au 800, Kipling Avenue à Toronto, en Ontario. Au quatrième trimestre de 2022, OPG a comptabilisé un gain à la vente après impôts d'environ 111 millions de dollars, y compris l'incidence des rajustements apportés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En juin 2023, sous réserve du respect de certaines conditions, un paiement supplémentaire a été obtenu dans le cadre de la vente, pour un gain après impôts supplémentaire d'environ 23 millions de dollars.

En février 2023, OPG a acquis l'immeuble et les terrains environnants situés au 1908, Colonel Sam Drive à Oshawa, en Ontario, pour un montant de 102 millions de dollars. L'immeuble sera réaménagé avant son occupation et accueillera le nouveau siège social de la Société.

24. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

En juillet 2023, Eagle Creek a conclu des ententes visant la vente de 22 centrales hydroélectriques d'une capacité totale d'environ 47 MW dans quelques régions des États-Unis, ainsi que de deux réservoirs de stockage dans le Midwest américain, dans le cadre de la stratégie de la Société visant à optimiser le portefeuille de centrales hydroélectriques aux États-Unis. Les transactions devraient se clôturer en 2024. Les actifs ne sont plus amortis et sont inscrits dans les autres actifs à court terme aux bilans consolidés pour le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

25. ACQUISITION DE LIGHTSTAR RENEWABLES LLC

Le 31 janvier 2024, OPG, par le biais d'Eagle Creek, a acquis une participation de 100 % dans Lightstar Renewables LLC, un concepteur, propriétaire et exploitant d'actifs solaires communautaires aux États-Unis. La Société est à finaliser la répartition du prix d'acquisition.



9.0



Annexes

Annexe 1 - Index du GIFCC

Catégorie	Informations	Emplacement
Gouvernance		
Gouvernance (a)	Surveillance des risques et des possibilités liés au climat par le conseil d'administration	15, 31, 62-63, 102-103
Gouvernance (b)	Rôle de la direction dans l'évaluation et la gestion des risques et des possibilités liés au climat	24, 31, 62-63, 102-103
Stratégie		
Stratégie (a) et (b)	Recensement des risques et opportunités liés au climat et de leurs impacts sur les activités, la stratégie et la planification financière de l'organisation	25-32, 101-103
Stratégie (c)	Résilience climatique et risques liés au climat	30-32, 63-64, 102-103
Gestion des risques		
Gestion des risques (a) et (b)	Recensement et évaluation des risques liés au climat et des processus de gestion des risques liés au climat de l'organisation	17, 30-32, 64, 102-103, 136
Gestion des risques (c)	Processus d'intégration des risques liés au climat dans la gestion globale des risques de l'organisation	17, 30-32, 62-64, 102-103, 136
Mesures et cibles		
Mesures et cibles (a)	Mesures utilisées pour mesurer les risques et les possibilités liés au climat	23-24, 63, 104-106
Mesures et cibles (b)	Émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et risques afférents	22-23, 105-106
Mesures et cibles (c)	Cibles utilisées pour gérer les risques et les possibilités liés au climat et la performance par rapport aux cibles	24, 63, 102

Annexe 2 - Index des normes de la GRI

Déclaration d'utilisation	Ontario Power Generation a communiqué l'information citée à cet index pour la période allant du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 en référence aux normes GRI.
Norme GRI 1 utilisée	GRI 1 : Fondation 2021

Norme de la GRI	Informations		Emplacement
GRI 2 : Informations générales 2021			
	2-1	Détails sur l'organisation	4-5, 70, 163, 236
	2-2	Entités incluses dans le reporting de durabilité de l'organisation	4-5, 18, 70, 72, 76, 220-221, 235
	2-3	Période, fréquence et point de contact du reporting	15, 235-236
	2-5	Assurance externe	18, 154-156, 235
	2-6	Activités, chaîne de valeur et autres relations d'affaires	4-5, 18, 60, 70, 96-98, 145-146, 227-230
	2-7	Employés	48-49, 58, 107-109, 120, 135, Données de performance sur la durabilité
	2-8	Travailleurs qui ne sont pas des employés	60, 99-100
	2-9	Structure et composition de la gouvernance	49, 62-63, 108, 153
	2-11	Présidence de l'organe de gouvernance le plus élevé	161
	2-12	Rôle de l'organe de gouvernance le plus élevé dans la supervision de la gestion des impacts	62, 102-103
	2-13	Délégation de la responsabilité de la gestion des impacts	63, 102-103
	2-14	Rôle de l'organe de gouvernance le plus élevé dans le reporting de durabilité	15, 62-63, 153
	2-15	Conflits d'intérêts	62
	2-16	Communication des préoccupations majeures	64
	2-19	Politiques de rémunération	63, 83-84, 120, 126-129, 133, 135
	2-20	Processus de détermination de la rémunération	63, 83-84, 120, 126-128
	2-22	Déclaration sur la stratégie de développement durable	8-10, 15-16, 71, 99
	2-23	Engagements politiques	15, 24, 44, 48, 62, 64, 71, 99-102, 107-109
	2-24	Intégration des engagements politiques	25-30, 45-46, 49, 62, 64, 81-82, 96-97, 100-109
	2-26	Mécanismes permettant de demander conseil et de soulever des préoccupations	64
	2-27	Conformité aux législations et aux réglementations	20, 22, 41, 60, 63-64, 93, 100, 103, 136, 139-140, 150, 153, Données de performance sur la durabilité
	2-28	Adhésions à des associations	13, 26, 28, 35, 37, 40, 55-57, 82, 108-109, 120
	2-29	Approche de l'engagement des parties prenantes	17, 144
	2-30	Conventions collectives	59, 83, 120, 219

Annexe 2 – Index des normes de la GRI (suite)

Norme de la GRI	Informations	Emplacement
GRI 3 : Thèmes pertinents 2021		
	3-1 Processus pour déterminer les thèmes pertinents	17
	3-2 Liste des thèmes pertinents	17
	3-3 Gestion des thèmes pertinents	21-41, 44-54, 62-64
GRI 201 : Performance économique 2016		
	201-1 Valeur économique directe générée et distribuée	12-13, 77-78
	201-2 Implications financières et autres risques et opportunités dus au changement climatique	21-32, 63-64, 103-104, 136
	201-3 Obligations liées au régime à prestations déterminées et autres régimes de retraite	126-129, 174-175, 205, 209
	201-4 Aide financière publique	84
GRI 203: Impacts économiques indirects 2016		
	203-1 Investissements dans les infrastructures et mécénat	13, 25-30, 80-82, 90-93, 96-97, 159
	203-2 Impacts économiques indirects significatifs	25-26, 45-46. 109
GRI 205 : Lutte contre la corruption 2016		
	205-2 Communication et formation sur les politiques et procédures en matière de lutte contre la corruption	64
GRI 207 : Fiscalité 2019		
	207-1 Approche de la politique fiscale	63, 176-177, 199-200
	207-2 Gouvernance fiscale, contrôle et gestion des risques	63, 176-177
	207-4 Reporting pays par pays	63
GRI 302 : Énergie 2016		
	302-4 Réduction de la consommation énergétique	Données de performance sur la durabilité
GRI 303 : Eau et effluents 2018		
	303-1 Interactions avec l'eau en tant que ressource partagée	40-41, 101, 136
	303-2 Gestion des impacts liés au rejet d'eau	40-41
	303-3 Prélèvement d'eau	41, Données de performance sur la durabilité
	303-4 Rejet d'eau	41

Norme de la GRI	Informations	Emplacement
GRI 304 : Biodiversité 2016		
	304-1 Sites d'activité détenus, loués ou gérés, situés dans ou bordant des aires protégées et des zones riches en biodiversité à l'extérieur des aires protégées	37, 101
	304-2 Impacts significatifs des activités, produits et services sur la biodiversité	37-39, 101
	304-3 Habitats protégés ou restaurés	37-39
GRI 305 : Émissions 2016		
	305-1 Valeur économique directe générée et distribuée	22-23, 105-106
	305-2 Émissions indirectes de GES (Champ d'application 2)	22-23, 105-106
	305-4 Intensité des émissions de GES	21,23, 105-106
	305-7 Émissions d'oxydes d'azote (NOx), d'oxydes de soufre (SOx) et autres émissions atmosphériques significatives	22, Données de performance sur la durabilité
GRI 306 : Déchets 2020		
	306-1 Génération de déchets et impacts significatifs liés aux déchets	33-34, 135-136, 171-172, 192
	306-2 Gestion des impacts significatifs liés aux déchets	33-36, 87-88, 124-126, 172, 193-195
	306-3 Déchets générés	Données de performance sur la durabilité
	306-4 Déchets non destinés à l'élimination	33-34, 36
GRI 401 : Emploi 2016		
	401-1 Recrutement de nouveaux employés et rotation du personnel	Données de performance sur la durabilité
GRI 403 : Santé et sécurité au travail 2018		
	403-1 Système de gestion de la santé et de la sécurité au travail	56 , 99-100, 134
	403-3 Services de santé au travaux	56, 99-100
	403-6 Promotion de la santé des travailleurs	56-57, 99-100, 134
	403-7 Prévention et réduction des impacts sur la santé et la sécurité au travail directement liés aux relations d'affaires	56, 99-100
	403-9 Accidents du travail	56, 99-100, Données de performance sur la durabilité

Annexe 2 – Index des normes de la GRI (suite)

Norme de la GRI	Informations	Emplacement
GRI 404 : Formation et éducation 2016		
	404-1 Nombre moyen d'heures de formation par an par employé	58
	404-2 Programmes de mise à niveau des compétences des employés et programmes d'aide à la transition	46,58, 107, 109
GRI 405 : Diversité et égalité des chances 2016		
	405-1 Diversité des organes de gouvernance et des employés	48-49, 62, 107-108
GRI 407 : Liberté syndicale et négociation collective 2016		
	407-1 Opérations et fournisseurs pour lesquels le droit de liberté syndicale et de négociation collective peut être en péril	59-60
GRI 408 : Travail des enfants 2016		
	408-1 Opérations et fournisseurs présentant un risque significatif lié au travail des enfants	60, 64
GRI 409 : Travail forcé ou obligatoire 2016		
	409-1 Opérations et fournisseurs présentant un risque significatif de travail forcé ou obligatoire	60, 64
GRI 413 : Communautés locales 2016		
	413-1 Activités impliquant la communauté locale, évaluation des impacts et programmes de développement	26, 35, 37, 45, 52-53,55, 88, 108-109, 136, 139, 144
GRI 414: Évaluation sociale des fournisseurs 2016		
	414-1 Nouveaux fournisseurs analysés à l'aide de critères sociaux	60
	414-2 Impacts sociaux négatifs sur la chaîne d'approvisionnement et mesures prises	60
GRI 417: Commercialisation et étiquetage 2016		
	417-1 Exigences relatives à l'information sur les produits et les services, et l'étiquetage	Données de performance sur la durabilité



Annexe 3 : Certification et qualité des données ESG

Les données opérationnelles et les données sur la performance sont validées par la direction de la division et par les responsables de la revue indépendants, et les données prescrites sont soumises à des évaluations et à des audits dans le cadre du programme de certification d’OPG.

Les émissions de GES de niveau 1 associées aux centrales Atura Power et Lennox sont soumises à une vérification externe menée par un auditeur indépendant en regard de la norme ISO 14064-3:2019 jusqu’à l’atteinte d’un niveau d’assurance raisonnable, conformément aux règlements de l’Ontario sur les GES⁴.

En plus de publier le présent rapport, nous offrons au public un accès uniforme et transparent à nos informations par l’entremise de notre site Web, dans le cadre de nos relations avec les médias et sur des plateformes médiatiques numériques et sociales à caractère dynamique et interactif, où nous présentons des faits nouveaux, des récits, des vidéos et des annonces concernant nos initiatives en matière de durabilité.

À moins d’indication contraire, le présent rapport présente des informations sur les sites exploités par OPG et comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d’OPG à l’égard de certains événements et circonstances futurs. Étant donné que les énoncés prospectifs tiennent compte de certains facteurs ou hypothèses importants, les montants réels pourraient différer considérablement des montants présentés ici. La période de présentation de l’information financière s’étend du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023.

En complément du présent rapport, OPG diffuse des renseignements sur les questions ESG et sur d’autres critères de performance dans sa notice annuelle, dans des articles de presse, dans des rapports réguliers sur les questions environnementales et dans des rapports sur la performance de ses centrales. Tous ces documents sont disponibles à l’adresse [opg.com](https://www.opg.com).

Le tableau récapitulatif des périmètres de présentation ci-dessous présente les données ESG pour OPG seulement, abstraction faite de ses filiales, à moins d’indication contraire :

Sujet	Périmètre de présentation
Émissions de gaz à effet de serre	OPG et Atura Power
Niveaux d'eau et débits	OPG et Eagle Creek
Santé et sécurité (fréquence des blessures consignées et taux de fréquence des blessures graves)	OPG, Atura Power et Eagle Creek
Relations de travail	OPG, Atura Power, Eagle Creek et LEP

⁴ Les émissions de gaz à effet de serre de niveau 1 pour les centrales Atura Power et Lennox sont évaluées annuellement par des tiers. La vérification des émissions de 2023 est en cours à la date de publication.



Ontario Power Generation Inc.
Head Office
700 University Avenue,
Toronto, Ontario M5G 1X6
Telephone (416) 592-2555 or (877) 592-2555
© Ontario Power Generation Inc., May 2024
Please recycle