



OPG

20
24

Ontario Power Generation
Rapport annuel

Électrifier l'avenir de l'Ontario

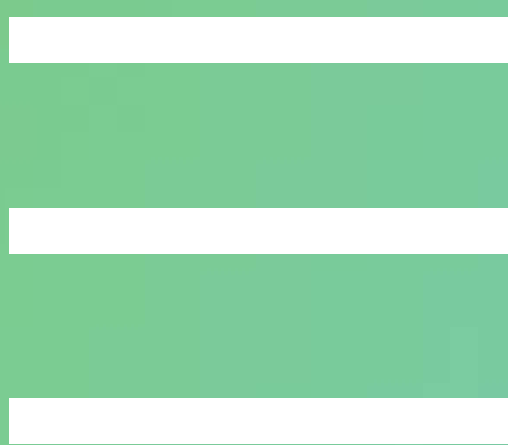


Table des matières

1	Qui nous sommes	1
	Plus important producteur d'électricité de l'Ontario	2
	Aperçu d'OPG	4
	Reconnaissance du territoire	6
	Message de la présidente du conseil et de la présidente et cheffe de la direction	7
	Faits saillants - Données financières et résultats	8
	Principales réalisations en 2024	9
2	Électrifier la vie en une génération	10
	Bâtir l'avenir électrique de l'Ontario	11
3	Alimenter l'économie d'aujourd'hui et de demain	16
	Notre énergie est notre force	17
	La fiabilité est notre promesse	18
	Assurer l'abordabilité	19
4	Là où l'innovation et l'excellence se rencontrent	20
	Plus d'intelligence, plus de sécurité, plus d'efficacité	21
	L'énergie qui sauve des vies	22
	Financer un avenir plus propre	23
5	Bâtir de puissants partenariats	24
	Ensemble, nous sommes meilleurs	25
	Sur la voie de la réconciliation	26
	Habiller les collectivités	27
	La sécurité avant tout	28
6	Rapport de gestion et états financiers	29
	Rapport de gestion	30
	États financiers consolidés	130



Qui nous sommes

Plus important producteur d'électricité de l'Ontario

Ontario Power Generation (OPG) fournit de l'électricité fiable à faibles émissions de carbone, tout en stimulant la croissance économique de Kenora à Cornwall. La société a été constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario.

Dans le cadre de nos activités, nous employons plus de 1 000 Ontariens hautement qualifiés et spécialisés, tandis que des milliers d'autres travaillent sur nos projets par l'intermédiaire de chaînes d'approvisionnement. Nous investissons plus de 3 milliards de dollars par an dans l'exploitation et l'entretien de notre parc et prévoyons engager des dépenses en capital d'environ 5 milliards de dollars en 2025. Nous effectuons plus de 90 % de nos achats dans le domaine nucléaire et hydroélectrique auprès de fournisseurs canadiens. En outre, nous avons recours aux produits et aux services d'environ 1 700 entreprises de partout en Ontario.

5 G\$

*de dépenses
en capital prévues
en 2025*



En tant que société ouverte, nous avons versé à la province plus de 7 milliards de dollars en bénéfice net au cours des cinq dernières années. Nous sommes gestionnaires des plus anciens actifs de production encore en service dans la province – dont certains ont jusqu'à 119 ans – et nous menons les projets nucléaires les plus récents et les plus avancés.

Le parc fiable et à faibles émissions de carbone d'OPG en Ontario comprend 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 2 centrales thermiques, une centrale solaire et 4 centrales à turbine alimentées au gaz à cycle combiné dont le propriétaire et l'exploitant est notre filiale Atura Power. OPG possède également deux autres centrales nucléaires en Ontario, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P.

Pour réaliser notre projet ambitieux d'électrifier la vie en une génération, OPG et son groupe de sociétés contribuent à faire progresser la mise au point de nouvelles technologies, dont le premier parc commercial de petits réacteurs nucléaires modulaires (PRM) de réseau en Amérique du Nord. Nous investissons dans la réfection de nos centrales hydroélectriques et nucléaires fiables et à faibles émissions de carbone et construisons l'infrastructure nécessaire à l'électrification, tout en maintenant des tarifs abordables. Tous les efforts déployés par OPG aideront l'Ontario à répondre à la demande accrue d'électricité et favoriseront la croissance de l'économie pour les générations futures.

Pour obtenir plus de renseignements sur nos filiales, veuillez cliquer sur les liens ci-dessous :

Atura Power



Aperçu d'OPG

18 059

mégawatts (MW)
de capacité de production

69,0

milliards de dollars d'actifs

Plus de

11 000

employés

Versement de

7,0

milliards de dollars en bénéfice net à la province au cours des cinq dernières années

Premier producteur

d'isotopes

médicaux nucléaires, dont les premiers ont été produits à la centrale nucléaire de Pickering, il y a plus de 50 ans

Mise en place du premier parc commercial de

PRM

de réseau en Amérique du Nord

Investissement dans la réfection en profondeur de notre

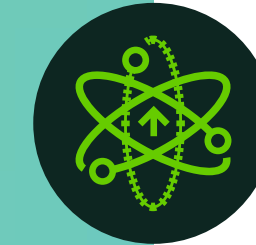
parc hydroélectrique

Réalisation dans les délais et suivant le budget du projet de

réfection de la centrale de Darlington

Réalisation des travaux préalables en vue de la

réfection de la centrale nucléaire de Pickering



2
centrales
nucléaires



66
centrales
hydroélectriques



2
centrales
thermiques



4
centrales
à cycle combiné
d'Atura Power



1
centrale
solaire



Reconnaissance du territoire

OPG reconnaît respectueusement que les terres sur lesquelles se trouvent ses centrales et ses autres actifs sont situées sur le territoire traditionnel et visées par des traités de nombreuses nations et communautés autochtones. Reconnaître ce fait, c'est honorer le lien profond qui unit les peuples autochtones à la terre, leur rôle de premiers gardiens et protecteurs de celle-ci, ainsi que le rôle important qu'ils continuent de jouer pour assurer la santé et l'intégrité du territoire pour les générations futures.

En tant qu'entreprise, OPG reste déterminée à faire progresser la réconciliation en développant des relations de confiance et mutuellement bénéfiques avec les nations, les communautés et les peuples autochtones de l'Ontario. Nous offrons des possibilités de formation et encourageons nos employés à se renseigner sur l'importante histoire locale et nationale des peuples autochtones.

Message de la présidente du conseil et de la présidente et cheffe de la direction

L'électricité est le moteur de l'avenir économique de l'Ontario : elle alimente les foyers, les entreprises, les hôpitaux, les écoles et les technologies qui nous relient les uns aux autres. Elle est également le fondement de la croissance économique et de la prospérité des collectivités. OPG s'emploie actuellement à renforcer l'avantage de l'Ontario en matière d'énergie propre, qui constitue notre avantage concurrentiel sur la scène mondiale. Nous veillons à ce que les entreprises et les collectivités de l'Ontario aient accès à une électricité fiable, abordable et à faibles émissions de carbone pour alimenter le quotidien, stimuler la croissance économique, attirer les investissements et renforcer la sécurité énergétique de la province.

Qu'il s'agisse de nos activités existantes ou de grands projets, tels que la réfection de centrales nucléaires et hydroélectriques et la mise en place du premier parc de PRM de réseau en Amérique du Nord, OPG investit dans des projets qui, en plus de favoriser la transition énergétique, génèrent des milliards de dollars en valeur économique et créent des emplois hautement qualifiés. Ces efforts renforcent également notre chaîne d'approvisionnement locale, contribuant ainsi à assurer la compétitivité et la prospérité à long terme de l'Ontario.

Notre volonté d'exercer nos activités de façon sécuritaire, efficace et fiable, soutenue par une solide culture de l'innovation qui nous pousse constamment à nous demander s'il existe une meilleure façon de faire, est au cœur de tout ce que nous faisons. Qu'il s'agisse d'établir des relations positives avec les

communautés autochtones et locales, de produire des isotopes nucléaires pour des procédures et des traitements médicaux d'importance vitale ou d'être les premiers à utiliser des outils et des techniques novateurs pour nos projets, nous remettons constamment en question le statu quo afin d'obtenir des résultats exceptionnels.

Dans notre rapport annuel 2024, nous sommes fiers de présenter ces résultats en détail. Vous y trouverez les faits saillants de l'exercice sur les plans opérationnel et financier, ainsi que les progrès réalisés dans le cadre de nos projets essentiels en matière d'énergie propre, qui seront indispensables pour répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs de l'Ontario.

Rien de tout cela ne serait possible sans l'ardeur au travail et l'expertise de nos plus de 11 000 employés. Leur attention constante portée à la sécurité, à la qualité et à la résolution créative des problèmes est le moteur qui fait avancer OPG.

Alors que l'Ontario entre dans une période de transformation économique et d'électrification, nous sommes convaincus que notre personnel, nos compétences et notre ingéniosité nous aideront à relever les défis qui nous attendent afin d'assurer l'avenir énergétique de la province et de réaliser notre projet ambitieux d'électrifier la vie en une génération.



Wendy Kei
Présidente du conseil



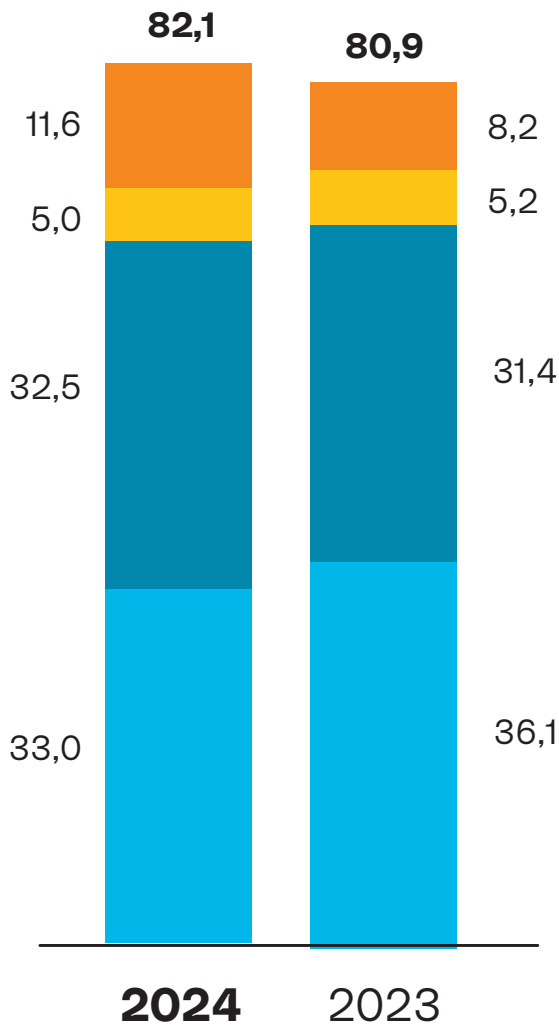
Nicolle Butcher
Présidente et cheffe de la direction

Faits saillants financiers

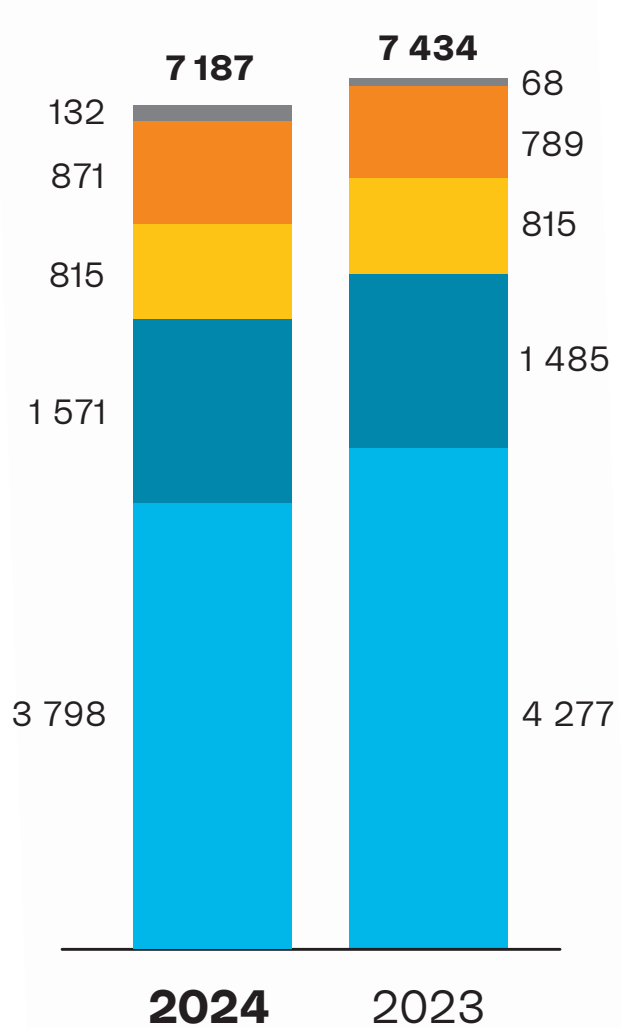
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2024	2023
Revenus	7 187	7 434
Charges liées au combustible	1 049	974
Marge brute	6 138	6 460
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	3 318	3 136
Amortissement	1 270	1 071
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 221	1 178
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(1 102)	(1 057)
Impôts fonciers	50	48
	4 757	4 376
Bénéfice avant autres pertes (gains), intérêts et impôts sur les bénéfices	1 381	2 084
Autres gains	19	(114)
Intérêts débiteurs, montant net	186	103
Charge d'impôts	170	336
Bénéfice net	1 006	1 759
Production d'électricité (TWh)	82,1	80,9
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 211	2 538

Faits saillants – Revenus et exploitation

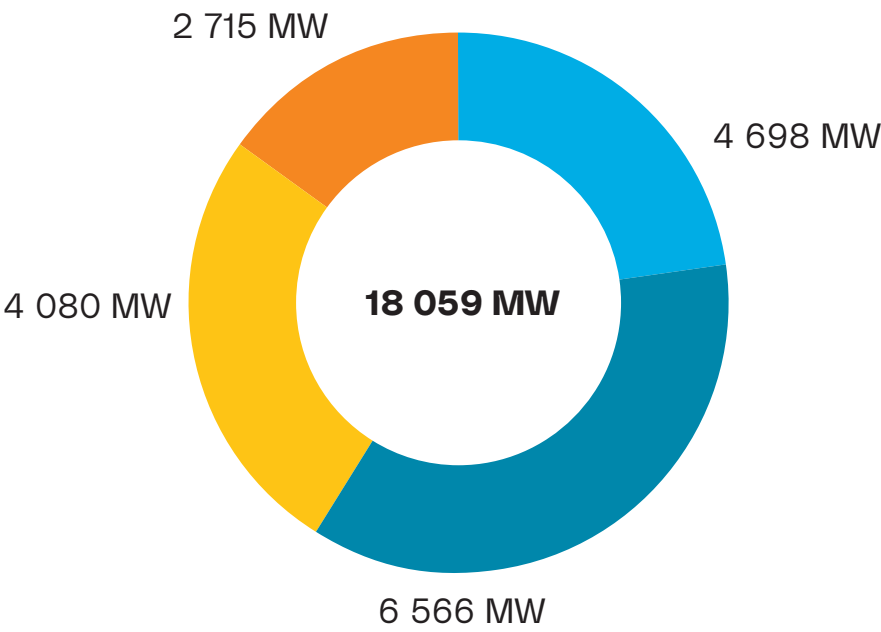
Production d'électricité (TWh)



Revenus (en millions de dollars)



Capacité de production en service (MW) au 31 décembre 2024



- Légende
- Production nucléaire réglementée
 - Production hydroélectrique réglementée
 - Production hydroélectrique visée par contrat et autres
 - Atura Power
 - Autres

Principales réalisations en 2024

988 millions de dollars en bénéfice net	Bénéfice net de 988 millions de dollars attribuable à l'actionnaire, la province d'Ontario	PRM à Darlington	Avancement de la mise en place prévue d'un parc de PRM à Darlington	Nouvelle attestation Or	Obtention, une fois de plus, de l'attestation Or dans le cadre du programme « Attestation de partenariat en relations avec les autochtones (APRA) » du Conseil canadien pour le commerce autochtone
82,1 TWh	Production de 82,1 térawattheures (TWh) d'électricité	Isotope 90 de l'yttrium	Production de plusieurs isotopes essentiels, notamment par l'entremise de notre filiale Laurentis Energy Partners, qui a lancé la production de l'isotope 90 de l'yttrium destiné au traitement du cancer	Sécurité des employés	Obtention du prix d'excellence du président d'Électricité Canada pour la sécurité des employés
Exploration de nouvelles sources de production d'électricité	Exploration de nouvelles sources de production d'électricité, y compris le nucléaire, sur trois sites existants, soit Wesleyville, Nanticoke et Lambton	Isotope 60 du cobalt	Début de la production des isotopes 60 du cobalt, isotopes d'importance vitale, dans notre unité 1 de la centrale nucléaire de Darlington, qui a récemment fait l'objet d'une réfection	Cadre de référence en matière de finance durable	Publication de notre Cadre de référence en matière de finance durable en juin, en remplacement de notre ancien Cadre de référence pour les obligations vertes
140 jours plus tôt que prévu	Remise en service, après des travaux de réfection, de l'unité 1 de la centrale de Darlington 140 jours plus tôt que prévu, et poursuite des travaux à l'unité 4	Avancement de plusieurs projets de réfection	Avancement de plusieurs projets de réfection d'unités de production et sécurisation des barrages dans l'ensemble de notre parc hydroélectrique	Initiative de numérisation 3D au laser	Obtention du prix du Centre d'excellence d'Électricité Canada en 2024 pour notre initiative de numérisation 3D au laser
Unités 5 à 8 de la centrale nucléaire de Pickering	Autorisation reçue de la province pour procéder à la planification de la réfection des unités 5 à 8 de la centrale nucléaire de Pickering	10 ans	Dixième anniversaire de la fermeture de notre dernière centrale au charbon	Atura Power	Conservation, par notre filiale Atura Power, de son rôle de premier plan dans la mise au point d'hydrogène à faible teneur en carbone et de systèmes de stockage sur batteries

Électrifier la vie en une génération

Bâtir l'avenir électrique de l'Ontario

En tant que principal producteur d'électricité fiable et à faibles émissions de carbone de l'Ontario et l'un des plus diversifiés en Amérique du Nord, OPG a joué un rôle déterminant dans la création du réseau à faibles émissions de la province, un pilier essentiel de l'économie ontarienne. Notre mission consiste désormais à utiliser notre énergie propre pour électrifier davantage d'aspects de la vie.

Nos efforts nous aideront à atteindre notre objectif plus large, qui est de soutenir la décarbonation de l'ensemble de l'économie d'ici 2050.



Mission

Bâtir un avenir durable
grâce à notre électricité,
nos idées et notre capital
humain.

Vision

Électrifier la vie en
une génération.



Pour aider à concrétiser notre vision et à soutenir la croissance économique de l'Ontario, nous investissons dans plusieurs projets et initiatives clés à faibles émissions de carbone et nous les faisons avancer. Voici quelques exemples :

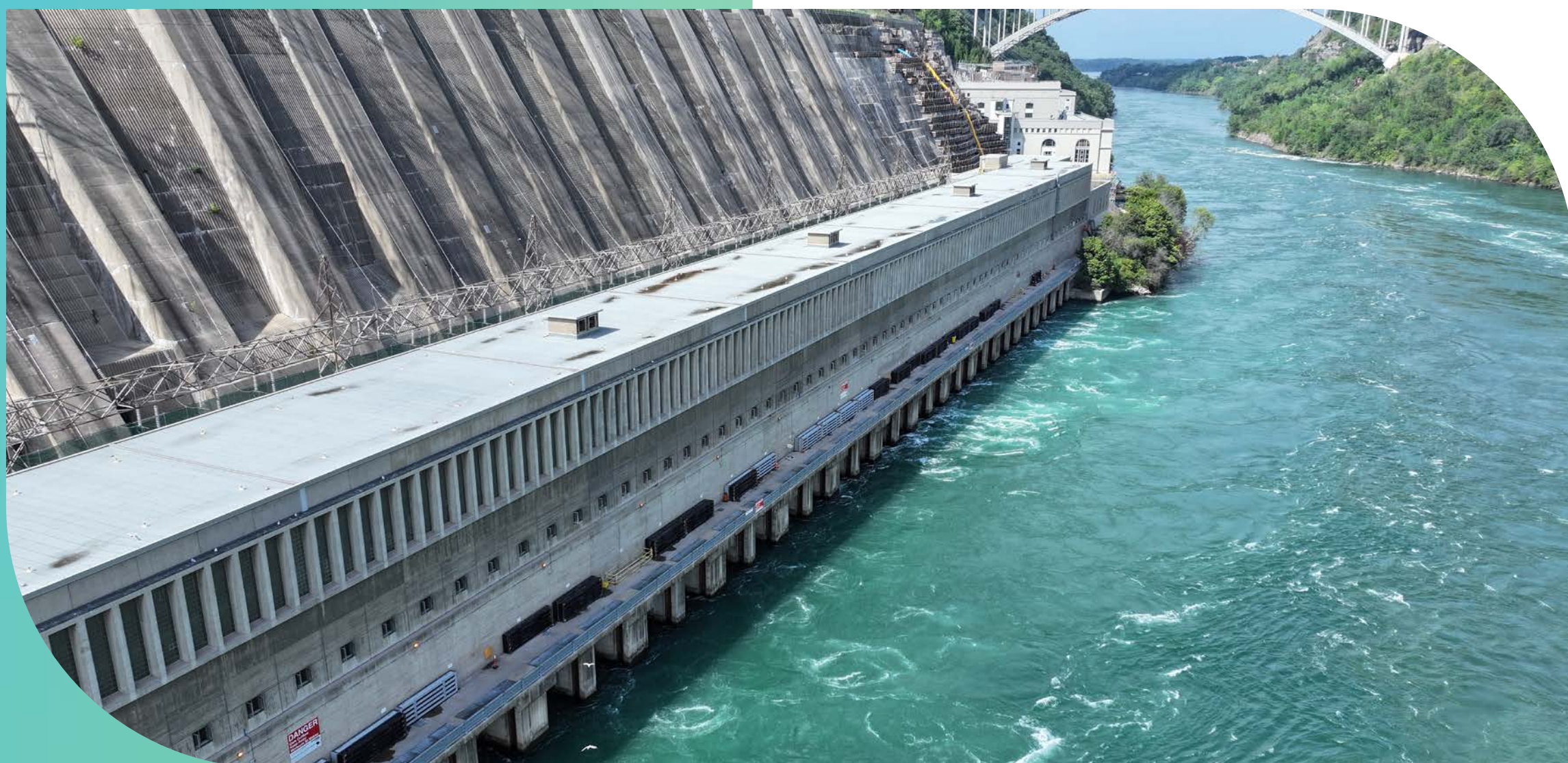
Exploration des nouvelles possibilités de production

Vers la fin de 2024, nous avons entamé des discussions avec des collectivités situées à proximité de nos sites de Wesleyville (Port Hope), Nanticoke et Lambton, des sites uniques, zonés pour la production et situés à proximité d'une infrastructure de transport. Au début de 2025, à la suite de manifestations d'intérêt de la part de nations autochtones et de la ville de Port Hope, la province a demandé à OPG d'examiner les possibilités de nouvelle production d'énergie nucléaire au site de Wesleyville, qui pourrait accueillir jusqu'à 10 000 MW de capacité, soit assez pour alimenter 10 millions de foyers. Selon le Conference Board du Canada, ce nouveau projet potentiel de production nucléaire pourrait contribuer à hauteur de 235 milliards de dollars au PIB de l'Ontario pendant sa durée de vie, soit 95 ans, et créer des milliers d'emplois bien rémunérés partout en Ontario et à Port Hope.



PRM et faits nouveaux dans le secteur nucléaire

OPG poursuit la mise en œuvre de son nouveau projet nucléaire de Darlington et prévoit terminer la construction du premier parc de PRM de réseau en Amérique du Nord d'ici la fin de la décennie en utilisant la technologie du réacteur BWRX-300. La mise en service de trois unités supplémentaires est prévue d'ici le milieu des années 2030. Au total, ce parc de PRM devrait fournir 1 200 MW d'électricité à faibles émissions de carbone à l'Ontario, soit assez pour alimenter environ 1,2 million de foyers. Ce projet pourrait procurer 2 000 emplois par an et contribuer à hauteur de plusieurs milliards de dollars au PIB de l'Ontario. Il sert également de modèle pour la réalisation d'autres projets de PRM similaires. Pour ce faire, nous tirons parti de notre leadership et de notre expérience pour examiner des collaborations possibles dans le cadre de nouveaux projets nucléaires au Canada et dans le monde, renforçant ainsi la position de chef de file de l'Ontario en matière d'énergie propre.



Renouvellement et développement de la production d'énergie renouvelable

OPG prévoit procéder à la réfection d'environ 70 % de notre parc hydroélectrique au cours des 20 prochaines années, ce qui garantirait plusieurs décennies supplémentaires d'électricité fiable et à faibles émissions de carbone, tout en ajoutant potentiellement 90 MW de capacité supplémentaire. En 2024, d'importants travaux de réfection ont été réalisés à plusieurs centrales, et nous avons poursuivi la réfection des unités de notre complexe Sir Adam Beck et de la centrale R.H. Saunders, qui sont les plus grandes installations hydroélectriques de l'Ontario. Nous avons également commencé le réaménagement de nos centrales de Coniston et de Stinson afin d'en prolonger la durée de vie et d'augmenter leur capacité de production. De plus, nous avons prolongé l'exploitation de notre centrale d'Atikokan, principale installation de génération alimentée à la biomasse en Amérique du Nord.



Perspectives hydroélectriques du Nord de l'Ontario

En 2023, OPG a collaboré avec l'Ontario Waterpower Association et la province pour publier le rapport sur les perspectives hydroélectriques du Nord de l'Ontario (*Northern Ontario Hydroelectric Opportunities Report*). Selon ce rapport, il existe de 3 000 MW à 4 000 MW de potentiel hydroélectrique inexploité dans le nord. Nous continuons à travailler avec les collectivités locales et les nations autochtones afin d'examiner les possibilités d'aménagement. En avril 2025, OPG a annoncé qu'elle collaborait avec la nation Taykwa Tagamou et la Première Nation Moose Cree, qui dirigent la planification conjointe de l'aménagement possible de deux nouvelles centrales hydroélectriques dans le Nord de l'Ontario.



Réfection des actifs nucléaires

OPG continue d'investir dans ses activités nucléaires, qui constituent l'élément central du système énergétique à faibles émissions de carbone de l'Ontario. Nos travaux de réfection au coût de 12,8 milliards de dollars de la centrale de Darlington, l'un des plus importants projets d'infrastructure d'énergie propre au Canada, se déroulent selon le calendrier prévu et devraient être achevés d'ici 2026. Les unités 2, 3 et 1 sont maintenant terminées et la réfection de l'unité 4 est en cours. Ces travaux prolongeront la durée de vie de la centrale de Darlington de 30 ans. Parallèlement, nous poursuivons la planification de la réfection des unités 5 à 8 de la centrale nucléaire de Pickering, qui garantira également 30 années supplémentaires de production d'électricité à faibles émissions de carbone. OPG procède maintenant à certaines activités préalables, qui comprennent des travaux d'ingénierie préliminaires et l'obtention de composants à long délai de livraison.



Électrification

OPG fait progresser l'électrification grâce à notre énergie propre et à faibles émissions de carbone, en particulier dans le secteur des transports, qui représente plus de 30 % des émissions en Ontario.

PowerON, une filiale d'OPG, participe à l'électrification du parc d'autobus de la Toronto Transit Commission, l'un des plus grands projets d'électrification des transports en commun réalisé à ce jour en Amérique du Nord. PowerON travaille également à l'électrification d'entreprises commerciales, dont des fournisseurs de services logistiques, ainsi que de parcs de véhicules municipaux et de services publics.



Hydrogène

OPG participe aux avancées dans le domaine de l'hydrogène par l'intermédiaire de sa filiale Atura Power. L'hydrogène est un produit à haute densité énergétique qui est transportable et peut remplacer l'essence et le carburant diesel. Il peut être mélangé au gaz naturel afin de réduire l'intensité de carbone de la production d'électricité et être produit à partir d'électricité propre et à faibles émissions de carbone provenant de nos actifs hydroélectriques ou nucléaires. En 2024, Atura a poursuivi la construction de son centre d'hydrogène de Niagara. Atura a également fait progresser son projet de mélange d'hydrogène à sa centrale de Halton Hills. Le projet de mélange d'hydrogène devrait être mis en service en même temps que le centre d'hydrogène de Niagara en 2026.



Stockage d'énergie

Les technologies de stockage d'énergie constituent un autre élément essentiel de la transition énergétique. Elles permettent de stocker l'énergie propre et renouvelable lorsqu'elle est abondante et de la rendre disponible pendant les périodes de forte demande. En 2024, Atura Power a entrepris la construction d'installations de stockage sur batteries de 250 MW à Napanee, dont l'achèvement est prévu pour 2026. Atura prévoit d'autres projets dans le domaine des batteries pour soutenir l'avenir de l'Ontario.



**Alimenter l'économie
d'aujourd'hui et de
demain**

Notre énergie est notre force

OPG, le plus important producteur d'électricité à faibles émissions de carbone de l'Ontario, est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario et s'appuie sur des actifs d'environ 69 milliards de dollars.

Notre rôle est de soutenir l'économie ontarienne et de renforcer notre chaîne d'approvisionnement locale et nous en sommes fiers. Dans le cadre de nos activités et de nos projets, nous nous procurons des biens et des services auprès d'environ 1 700 entreprises de partout en Ontario et nous sommes fiers de donner notre appui à des entreprises locales. Ce soutien aide à maintenir des emplois, des investissements et l'innovation ici en Ontario. En outre, nous maintenons de solides relations de travail avec nos partenaires autochtones et nos fournisseurs, ce qui nous permet d'offrir des emplois et de la formation aux collectivités locales.

OPG est ***détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario***

Plus de 11 000 ouvriers qualifiés
répartis partout en Ontario

OPG se procure ***plus de 90 % des produits et des services*** qu'elle achète auprès de fournisseurs canadiens



La fiabilité est notre promesse

L'électricité fiable est essentielle à l'économie et aux collectivités de l'Ontario. OPG fait sa part pour soutenir la fiabilité du réseau grâce à une gamme diversifiée d'actifs de production, y compris le nucléaire, l'hydroélectricité et le gaz naturel.

L'énergie nucléaire, fiable et à faibles émissions de carbone, demeure l'épine dorsale du réseau d'électricité de l'Ontario en fournissant environ 50 % de l'électricité de la province, suivie par l'énergie hydroélectrique, à environ 25 %. OPG renforce davantage la fiabilité à l'échelle du réseau en complétant ces actifs à l'aide de la production d'électricité à partir du gaz naturel, qui fournit environ 15 % des besoins énergétiques de l'Ontario.

Le gaz naturel est essentiel à la transition énergétique de l'Ontario, du fait de la souplesse, de l'abordabilité et de l'accélération rapide de la production qu'il offre en période de pointe, comme une journée chaude d'été. Le gaz naturel joue un rôle clé dans le maintien de la stabilité du réseau lorsque l'énergie éolienne et l'énergie solaire ne sont pas disponibles. À mesure que nous élargissons les infrastructures à faibles émissions de carbone de l'Ontario, le gaz naturel continue d'être une jonction capitale et une solution de rechange fiable qui assure la sécurité énergétique de la province.

~50%

de l'électricité de l'Ontario provient
***d'énergie nucléaire à faibles émissions
de carbone***



OPG est le *seul* *producteur d'électricité* *à tarifs réglementés* de l'Ontario

Assurer l'abordabilité

OPG est fière du rôle que nous jouons en vue de maintenir des tarifs d'électricité plus bas pour les familles et les entreprises. Unique producteur d'électricité à tarifs réglementés de la province, OPG travaille sans relâche pour réaliser un rendement optimal au moyen de ses actifs de production en réinvestissant dans leur longévité tout en maintenant des charges d'exploitation basses. Par conséquent, OPG participe à la modération des tarifs d'électricité parce qu'elle fournit de l'énergie à un coût inférieur à celui d'autres producteurs d'énergie.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) tient des audiences publiques pour fixer les tarifs que peut exiger OPG en contrepartie de l'énergie produite par la plupart de nos actifs de production. Ces audiences tarifaires se tiennent de façon ouverte et transparente, conformément à la Loi sur la CEO, et les documents relatifs aux demandes d'OPG figurent sur notre site Web.

Les contribuables et d'autres parties intéressées ont la possibilité de participer aux audiences publiques et d'éclairer les décisions de la CEO en matière de tarifs. En 2021, les tarifs réglementés d'OPG ont été fixés pour la période allant de 2022 à 2026.





**Là où l'innovation
et l'excellence se
rencontrent**

Plus d'intelligence, plus de sécurité, plus d'efficacité

L'innovation fait partie de l'ADN d'OPG. Nous nous posons sans cesse la même question : « Y a-t-il une meilleure façon de faire? », et cette mentalité est la pierre angulaire d'activités plus intelligentes, plus sécuritaires et plus efficaces.

Que ce soit le recours à des techniques novatrices qui constituent une première dans le cadre de la réfection de la centrale de Darlington, l'utilisation de drones et de robots agiles comme Spot de Boston Dynamics ou le déploiement de technologies de surveillance à distance pour surveiller l'équipement clé, nous utilisons des outils à la fine pointe pour relever des défis complexes. De plus, nous avons saisi plus de 7 000 données tirées de la réfection de la centrale de Darlington pour améliorer des projets futurs comme la mise au point de nos PRM et le projet de réfection de la centrale de Pickering. Grâce à ces précieuses leçons et à notre engagement indéfectible envers l'excellence en matière de projet, nous méritons l'occasion d'explorer la mise au point future de grands réacteurs nucléaires en Ontario.

Nous adoptons sans cesse de telles innovations pour demeurer au premier plan des avancées technologiques, tout en veillant à rester le plus efficace possible en tant qu'entreprise, et ce, au profit des contribuables, de nos employés et des Ontariens.



L'énergie qui sauve des vies

Outre la production d'électricité propre et à faibles émissions de carbone, les centrales nucléaires d'OPG produisent des isotopes en vue de leur utilisation dans des actes médicaux d'importance vitale et d'autres applications commerciales de haute technologie en Ontario et partout dans le monde.

Notre innovation dans la production d'isotopes vient en appui aux soins de santé, à la sécurité et à la durabilité, ici, en Ontario.

Co-60

Cobalt-60

Depuis plus de 50 ans, la centrale nucléaire de Pickering fournit 20 % du Co-60 au monde, qui sert à stériliser 30 % de tous les instruments médicaux à usage unique. Désormais, la centrale nucléaire de Darlington prend part à l'effort de sorte que sa première récolte de Co-60 devrait avoir lieu plus tard au cours de la décennie.

Mo-99

Molybdène-99

Laurentis Energy Partners (LEP), filiale d'OPG, en partenariat avec BWXT Medical Ltd. Inc., a permis de faire de la centrale nucléaire de Darlington la première source de Mo-99 du monde provenant d'un réacteur nucléaire commercial. Le Mo-99 est un isotope essentiel à environ 85 % des examens diagnostiques en médecine nucléaire dans le monde.

Lu-177

Lutétium-177

Bientôt, LEP produira des isotopes 177 du lutécium à la centrale nucléaire de Darlington. Cet isotope est utilisé dans le traitement radio-isotopique ciblé pour traiter des tumeurs rares et le cancer de la prostate.

Y-90

Yttrium-90

LEP fait avancer la production des isotopes de l'yttrium à la centrale nucléaire de Darlington. Cette centrale peut permettre de combler la demande mondiale pour l'isotope 90 de l'yttrium, qui sert à traiter certains cancers du foie avancés et d'autres grandes tumeurs inopérables.

Hélium-3

De plus, LEP fait avancer la production de l'hélium-3, qui est extrait du tritium en désintégration. Cet isotope rare est utilisé dans la technologie IRM, l'informatique quantique, la recherche nucléaire et la sécurité à la frontière.

Tritium et eau lourde

La centrale de Darlington accueille la plus grande installation d'extraction du tritium au monde, qui permet de réduire les émissions et l'exposition des ouvriers au cours de la transformation du tritium pour permettre son utilisation dans les panneaux de sécurité, les produits pharmaceutiques et la technologie à fusion nucléaire à venir.



OPG est *la plus grande émettrice d'obligations vertes de sociétés du Canada*

Financer un avenir plus propre

À mesure qu'OPG bâtit pour l'avenir de l'Ontario, nous avons recours à un financement novateur pour appuyer nos grands projets d'énergie propre. En 2018, nous étions le premier service public canadien à émettre des obligations vertes. À la fin de 2024, OPG était la plus importante société par actions émettrice d'obligations vertes du Canada, ayant effectué des émissions d'obligations vertes totalisant environ 4,6 milliards de dollars (y compris une émission de 825 millions de dollars effectuée par sa filiale Lower Mattagami Energy Limited Partnership).

En 2024, nous avons lancé notre Cadre de référence en matière de finance durable, qui a remplacé notre Cadre de référence pour les obligations vertes et qui rend compte de notre soutien à une gamme plus vaste de projets admissibles – y compris les PRM, de nouveaux projets nucléaires d'envergure, des projets de mise en valeur de l'hydrogène à faible teneur en carbone, des projets de stockage sur batteries ainsi que d'autres initiatives qui font progresser la réconciliation économique avec les peuples autochtones.

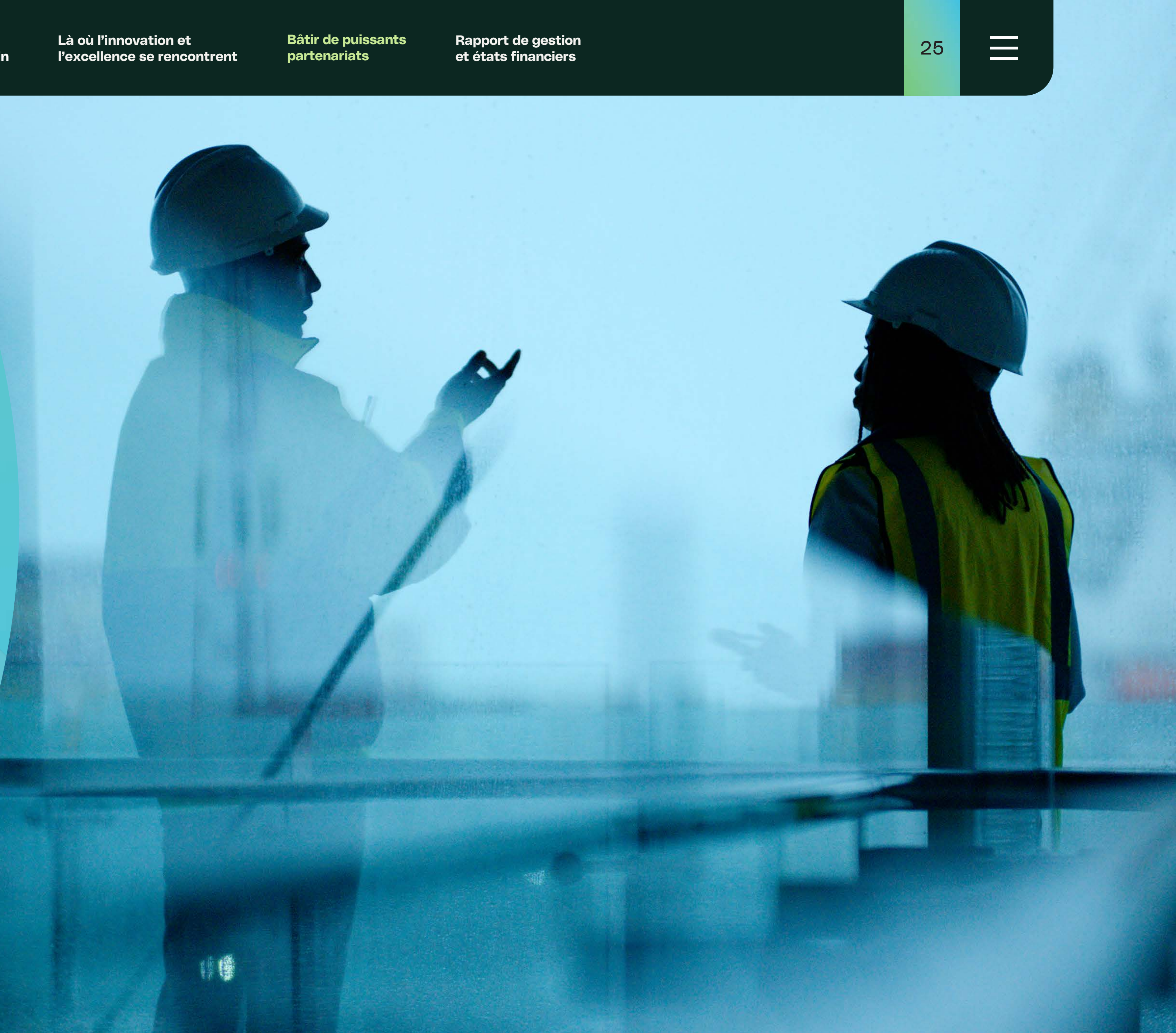
En outre, nous maintenons des facilités de crédit assorties de modalités liées à la durabilité qui permettent de rajuster nos frais d'emprunt en fonction du rendement dans les domaines de la sécurité et de la croissance de la production d'énergie renouvelable.



Bâtir de puissants partenariats

Ensemble, nous sommes meilleurs

OPG croit en la puissance des partenariats. Nous sommes fiers d'avoir construit et de maintenir des relations fortes avec nos collectivités avoisinantes de partout en Ontario ainsi que des partenariats mutuellement avantageux que nous avons noués avec les peuples autochtones. Ensemble, nous participons à électrifier la vie en une génération en vue d'un avenir plus radieux pour toute la collectivité.



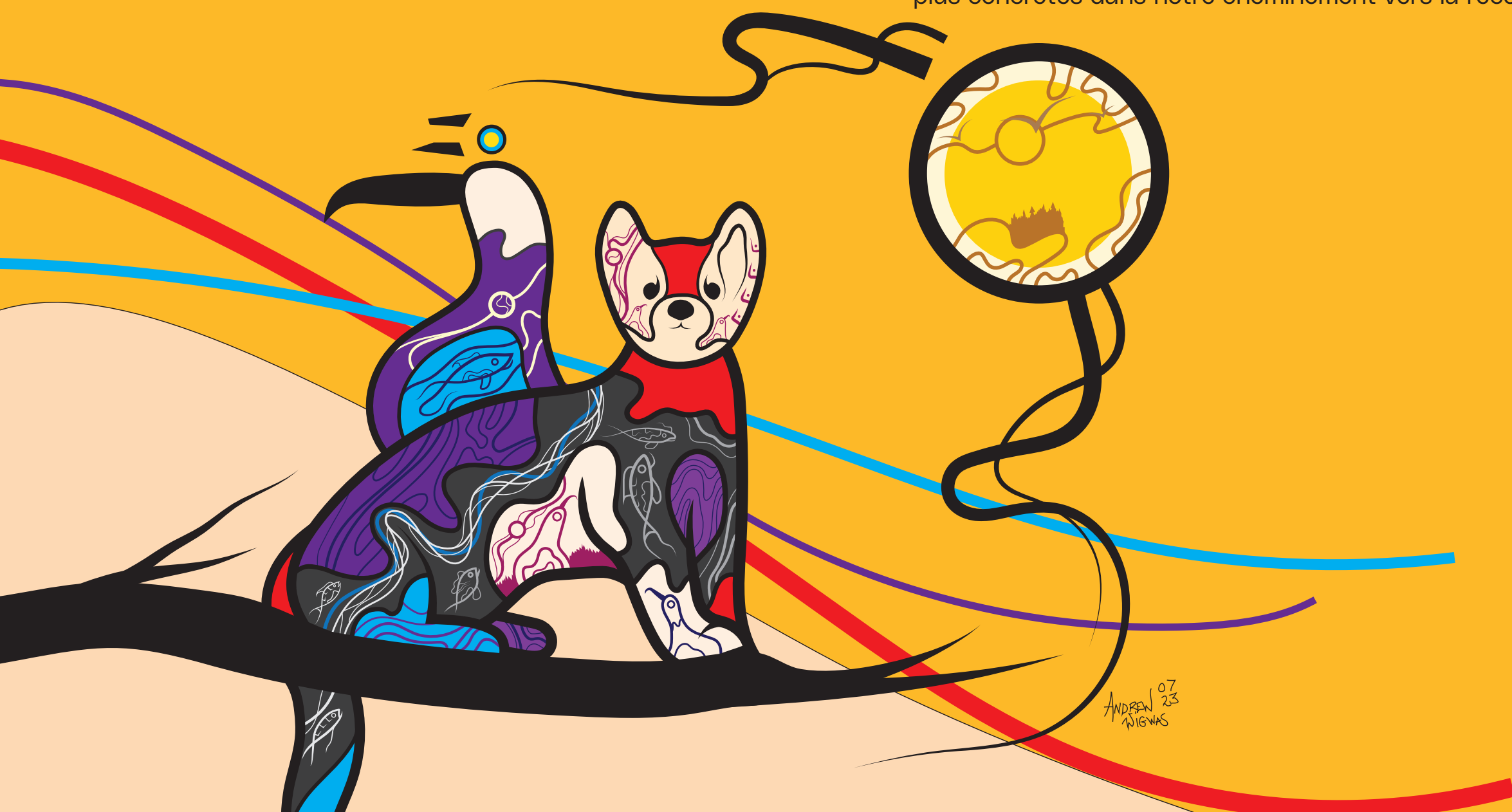
Sur la voie de la réconciliation

En 2021, OPG a lancé son tout premier Plan d'action en matière de réconciliation, dont le but est d'orienter nos activités auprès des communautés, des entreprises et des organismes autochtones. Notre objectif est de travailler ensemble en vue de pérenniser les retombées économiques et sociales pour les communautés autochtones.

Conformément au Plan d'action en matière de réconciliation, OPG s'est engagée à augmenter les retombées économiques pour les communautés et les entreprises autochtones de 1 milliard de dollars d'ici 2031, à accroître la représentation autochtone dans l'entreprise, à renforcer la protection de l'environnement et à améliorer la compréhension de la culture, de l'histoire et des perspectives autochtones au sein de la société.

À la fin de 2024, OPG avait remis 428 millions de dollars dans le cadre de notre engagement financier de 1 milliard de dollars envers les communautés autochtones conformément au Plan d'action en matière de réconciliation, soit 370 millions de dollars au chapitre de l'approvisionnement et 58 millions de dollars sous forme de partenariats financiers. De plus, à l'aide de notre programme de possibilités des Autochtones, nous avons placé, rien qu'en 2024, 55 candidats autochtones qualifiés dans des postes du secteur énergétique.

En 2024, nous avons mis à jour notre Plan d'action en matière de réconciliation avec de nouveaux objectifs et de nouvelles mesures pour l'année et au-delà, en y intégrant des commentaires formulés par les nations autochtones. Grâce à une attention renouvelée, nous avons l'ambition de prendre des mesures plus efficaces et plus concrètes dans notre cheminement vers la réconciliation.



1 G\$

d'ici 2031

voilà notre engagement en vue
d'accroître les retombées
économiques pour les communautés
et les entreprises autochtones

Habiliter les collectivités

Depuis la constitution d'OPG en tant que société il y a 25 ans, nous prenons à cœur le renforcement de nos collectivités et notre rôle en tant qu'entreprise et membre de la collectivité socialement responsable.

En 2024, nous avons lancé notre nouveau programme d'investissement communautaire, soit le programme *Power for Change*. Le nouveau programme, qui remplace notre ancien programme d'engagement social, est conçu pour redonner à l'Ontario et aux collectivités où nous exerçons nos activités afin de répondre à leurs besoins les plus urgents tout en appuyant les priorités stratégiques d'OPG.

Avec des objectifs renouvelés, le programme *Power for Change* englobe quatre volets clés de financement qui portent sur la création de collectivités fortes, la protection de l'environnement, l'avancement de la réconciliation et l'autonomisation de la prochaine génération. Grâce aux commandites, aux dons, aux prix destinés aux étudiants de l'école secondaire, aux bourses universitaires, aux subventions environnementales offertes aux entreprises et à d'autres dons au niveau provincial et régional, OPG aide à avoir un impact social et environnemental tangible.

En 2024, OPG est fière d'avoir investi plus de 6 millions de dollars dans des organismes de partout en Ontario en faisant 488 dons et commandites par l'entremise du programme *Power for Change*.

Plus de 6 millions de dollars investis dans les collectivités de l'Ontario en 2024

Plus de

3,3 millions
de personnes

en ont tiré profit partout
en Ontario

Distribution de plus de

86 000
livres

de nourriture

Distribution de plus de

23 000
repas

partout en Ontario

Remise de prix de
plus de

58 000 \$

à 193 élèves du
secondaire

Investissement de

110 900 \$

dans 19 bourses
postsecondaires

The
Power
for Change
Project

La sécurité avant tout

Assurer la sécurité du public et des employés est la priorité absolue d'OPG. De la sûreté nucléaire à la sécurité des barrages, en passant par la sensibilisation du public aux voies navigables, nous prenons au sérieux notre engagement en matière de sécurité.

Sûreté nucléaire

Nos programmes rigoureux de sûreté nucléaire et de préparation aux situations d'urgence nous assurent de n'être pas pris au dépourvu dans le cas très improbable où une situation d'urgence se produirait. OPG dispose de programmes de préparation robustes et d'une organisation d'intervention d'urgence prête à réagir à un large éventail d'incidents. Nos installations nucléaires fonctionnent selon un modèle de sécurité « défense en profondeur », qui comprend un grand nombre de niveaux de défense et de redondances afin de réduire le risque d'accident, des capacités d'arrêt rapide des réacteurs et un confinement robuste.

En 2024, nous avons continué d'assurer une couverture d'intervention d'urgence 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, à Darlington et à Pickering, distribué 200 000 comprimés d'iodure de potassium aux résidents et aux entreprises admissibles et mené un important exercice d'intervention d'urgence avec plus de 300 participants. Notre sûreté nucléaire est étroitement réglementée par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et régulièrement mise à l'épreuve au moyen d'exercices à grande échelle menés en collaboration avec nos partenaires gouvernementaux.

Sécurité des barrages

Grâce à notre programme de sécurité rigoureux, OPG et la société qu'elle a remplacée, Ontario Hydro, n'ont jamais connu de rupture de barrage. C'est là un résultat direct de notre programme rigoureux de sécurité des barrages, qui comprend un système structuré de gestion de la sécurité, des inspections régulières et des partenariats solides avec des organismes locaux. En 2024, notre programme de sécurité du barrage de la centrale Little Long a remporté le Prix d'excellence pour les projets construits de l'Association canadienne des barrages, autre preuve de notre leadership en matière de sécurité des barrages. En outre, nous continuons d'investir dans nos actifs en vue d'accroître leur résilience face aux changements climatiques, afin que cette infrastructure essentielle puisse continuer à alimenter l'Ontario en électricité dans les siècles à venir.

Sécurité nautique

Constituée de 66 centrales hydroélectriques et de 239 barrages répartis sur 24 réseaux hydrographiques, l'infrastructure hydroélectrique d'OPG est considérable. En présence d'une ressource aussi dynamique et dispersée géographiquement, les conditions hydrologiques peuvent changer rapidement, créant en un instant des débits et des courants dangereux qui constituent un risque pour l'environnement et la population. C'est pourquoi nous attachons une si grande importance à la sécurité nautique. Dans le cadre de nos activités, nous utilisons des barrières, des sirènes, des barrières flottantes et des campagnes de sensibilisation du public afin de faire comprendre que les conditions peuvent changer rapidement à proximité de nos installations. Notre objectif est clair : aider la population à se tenir à l'écart des barrages et des centrales hydroélectriques, assurer sa sécurité lorsqu'elle se trouve à proximité et lui faire prendre conscience des dangers bien réels que comportent de telles installations.

La sécurité demeure
la priorité

n°1

Rapport de gestion et états financiers

ONTARIO POWER GENERATION INC.
RAPPORT DE GESTION
31 DÉCEMBRE 2024



RAPPORT ANNUEL 2024

TABLE DES MATIÈRES

Énoncés prospectifs	33
La Société	35
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée	39
Faits saillants	43
Faits nouveaux importants	48
Activités de base et perspectives	53
Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable	69
Secteurs d'activité	81
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	83
Production nucléaire réglementée	83
Services nucléaires durables réglementés	85
Production hydroélectrique réglementée	86
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	87
Secteur Atura Power	88
Situation de trésorerie et sources de financement	89
Faits saillants du bilan	93
Méthodes et estimations comptables critiques	94
Gestion des risques	107
Opérations entre parties liées	122
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	123
Quatrième trimestre	124
Faits saillants financiers trimestriels et annuels	126
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et mesures financières non conformes aux PCGR	128

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. et de ses filiales (OPG ou la Société) au 31 décembre 2024 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, à moins d'indication contraire.

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 cette date, 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 4 mars 2025.

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 et aux coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, à la disponibilité d'installations pour l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et d'autres déchets nucléaires, au rendement des fonds distincts nucléaires et de la caisse de retraite d'OPG 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 transactions de désinvestissement, aux obligations et aux coûts 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, y compris des tarifs et autres restrictions commerciales, à l'évolution continue et à la croissance 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, à l'inflation, aux taux d'intérêt, 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, 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, aux événements géopolitiques, 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, à la disponibilité et à la capacité de la chaîne d'approvisionnement 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 :

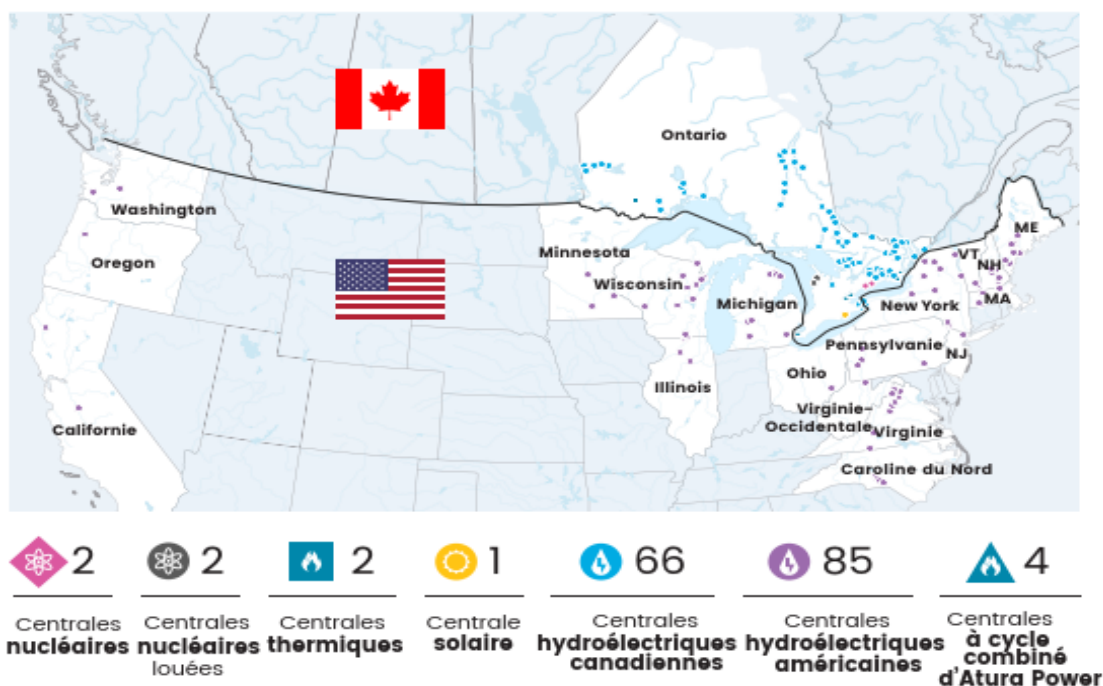
- Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement
- Marge brute

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 2024, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 18 059 mégawatts (MW).

Au 31 décembre 2024, 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 2024. 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 décisions.



Structure de présentation

Au 31 décembre 2024, 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 hydroélectrique réglementée et Production nucléaire 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 et les dépenses liées au développement des PRM 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 déclassement 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. 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, les systèmes de stockage d'énergie à batteries et l'agrandissement de la centrale à cycle combiné.

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)	2024	2023
Production nucléaire réglementée ¹	4 698	4 850
Production hydroélectrique réglementée	6 566	6 566
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ²	4 080	4 105
Atura Power	2 715	2 715
Total ³	18 059	18 236

¹ Au 31 décembre 2024, la capacité de production en service ne tient pas compte de l'unité 4 de la centrale nucléaire 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 4 a été mise à l'arrêt pour réfection en juillet 2023. L'unité 1 a été mise à l'arrêt pour réfection en février 2022 et remise en service en novembre 2024. L'unité 4 et l'unité 1 ont chacune une capacité de production de 878 MW. En outre, l'exploitation commerciale de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Pickering, chacune comptant une capacité de production 515 MW, a pris fin, comme prévu, et les unités ont été mises à l'arrêt de façon définitive respectivement le 1^{er} octobre 2024 et le 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2024, la centrale Darlington comptait trois unités en service et la centrale Pickering, quatre.

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.

Au 31 décembre 2024, la capacité de production en service totale a diminué de 177 MW par rapport à 2023. La diminution est principalement attribuable à la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Pickering et à leur mise à l'arrêt définitive respectivement le 1^{er} octobre 2024 et le 31 décembre 2024, comme prévu. La diminution a été compensée en partie par la remise en service de l'unité 1 de la centrale Darlington suivant sa réfection le 27 novembre 2024. De plus, la diminution découle aussi d'une réduction de 25 MW de la capacité contractuelle de la centrale Atikokan, reflétant la réduction de la capacité nominale de la turbine basse pression.

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 2023 au 31 décembre 2026 en vigueur à la date du présent rapport de gestion.

(\$/MWh)	2023	2024	2025	2026
Production nucléaire réglementée				
Tarif de base réglementé ¹	107,79	103,48	102,85	111,33
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ²	1,25	4,28	8,76	12,43
Total du tarif réglementé	109,04	107,76	111,61	123,76
Production hydroélectrique réglementée				
Tarif réglementé de base	43,88	43,88	43,88	43,88
Avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts ²	1,03	3,64	3,30	3,30
Total du tarif réglementé	44,91	47,52	47,18	47,18

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

² Les avenants tarifaires sur les comptes de report et d'écarts rendent compte de l'ordonnance relative au montant des paiements de janvier 2022 de la CEO autorisant le recouvrement et le remboursement des soldes inscrits dans les comptes de report et d'écarts réglementaires au 31 décembre 2019 et, à compter de juillet 2024, de la décision et de l'ordonnance de la CEO rendues en juin 2024 autorisant le recouvrement et le remboursement des soldes inscrits dans les comptes de report et d'écarts réglementaires au 31 décembre 2022.

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 d'OPG visant de nouveaux tarifs réglementés pour la période de 2022 à 2026. Les décisions prennent en compte l'approbation d'un règlement proposé entre OPG et les intervenants à l'égard de la plupart des questions comprises dans la demande (l'entente de règlement de 2021). 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. En septembre 2022, par suite de l'émission de l'ordonnance relative au montant des paiements de janvier 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 comptabiliser 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 de la CEO dans une procédure ultérieure. Le 28 janvier 2025, la Province a publié une proposition de modifications possibles au Règlement de l'Ontario 53/05 visant à clarifier l'étendue du compte d'écarts de manière à permettre à OPG de comptabiliser les coûts engagés à compter de 2024 pour maintenir la capacité et l'état de préparation nécessaires à l'exploitation des unités 5 à 8 de la centrale Pickering au moment de la réfection, sous réserve des approbations requises. La période de commentaires sur la proposition prend fin le 14 mars 2025. 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 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 64 millions de dollars et de néant des besoins en revenus approuvés a été reporté en 2023 et en 2024 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 2025 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 pour tenir 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 au bilan consolidé. La description des comptes réglementaires d'OPG figure à la note 7 des états financiers consolidés audités de 2024 d'OPG.

L'ordonnance visant le montant des paiements de la CEO de janvier 2022 liée à la demande d'OPG visant de nouveaux tarifs réglementaires 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 réglementaires au 31 décembre 2022, moins les montants déjà approuvés pour le recouvrement ou le remboursement des soldes des comptes réglementaires. En juin 2024, la CEO a rendu une décision et une ordonnance approuvant une proposition de règlement complet de la demande conclue par OPG et les intervenants (l'entente de règlement de 2024), dont les avenants tarifaires supplémentaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2024. L'entente de règlement de 2024 est traitée plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Vigueur financière – Demande d'OPG auprès de la CEO en vue de l'utilisation des soldes des comptes de report et d'écarts*.

Production non réglementée

Tous les actifs de production non réglementée d'OPG situés en Ontario sont visés par des CAE avec la SIERE. Au 31 décembre 2024, les contrats visant les actifs de production situés en Ontario avaient les dates d'échéance suivantes :

Centrale	Type de production	Durée	Date d'échéance contractuelle
Centrale Brighton Beach ¹	Gaz naturel	10 ans	Juillet 2034
Centrale Atikokan ²	Biomasse	5 ans	Juillet 2029
Centrale Lennox	Pétrole ou gaz naturel	7 ans	Avril 2029
Portlands Energy Centre ³	Gaz naturel	20 ans	Avril 2029
Halton Hills GS	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 ⁴	Hydroélectrique	50 ans	Janvier 2064
Centrale Peter Sutherland Sr.	Hydroélectrique	50 ans	Mars 2067

¹ La centrale était exploitée aux termes d'une convention d'approvisionnement en énergie avec Shell Energy North America (Canada) Inc. jusqu'au 15 juillet 2024. Depuis le 16 juillet 2024, la centrale est exploitée aux termes d'une nouvelle CAE d'une durée de 10 ans conclue avec la SIERE.

² En septembre 2024, OPG et la SIERE ont conclu une CAE modifiée et mise à jour portant sur la centrale Atikokan, qui prolonge l'échéance contractuelle jusqu'en juillet 2029.

³ La CAE comprend une option de prolongation qui peut être exercée, en 2028, par Atura Power ou la SIERE pour reporter l'échéance contractuelle de cinq ans, sous réserve de certaines conditions.

⁴ 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 2025 à 2043.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats

La présente section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023. 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>	2024	2023
Revenus	7 187	7 434
Charges liées au combustible	1 049	974
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	3 318	3 136
Amortissement	1 270	1 071
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement	1 221	1 178
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations	(1 102)	(1 057)
Autres charges (gains), montant net	69	(66)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 362	2 198
Intérêts débiteurs, montant net	186	103
Charge d'impôts	170	336
Bénéfice net	1 006	1 759
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	988	1 741
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	18	18
<i>Production d'électricité (en TWh) ²</i>	82,1	80,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 211	2 538
<i>Dépenses d'investissement ³</i>	3 725	2 829
<i>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité</i>		
Production nucléaire réglementée	337	1 046
Production hydroélectrique réglementée	584	576
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	242	288
Atura Power	276	356
Total des secteurs d'activité de production d'électricité	1 439	2 266
Services nucléaires durables réglementés	(108)	(110)
Autres	31	42
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 362	2 198

¹ Renvoie à ce qui suit : la participation de 25 % d'Amisk-oo-Skow Finance Corporation, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership, les 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 les 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 minoritaires.

³ Comprend les variations nettes des montants à payer, mais excluent 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 988 millions de dollars en 2024, en baisse de 753 millions de dollars en regard de celui de 2023. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a été de 1 362 millions de dollars pour 2024, en baisse de 836 millions de dollars par rapport à celui de 2023.

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

- Diminution nette de 470 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée liée à la baisse de 3,1 térawattheures (TWh) de la production d'électricité et de la diminution des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires à compter de 2024. La baisse de la production d'électricité était prévue du fait surtout du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington en raison d'une interruption de maintenance cyclique planifiée de l'unité 2 de la centrale au premier semestre de 2024 et de la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 de la centrale Pickering le 1^{er} octobre 2024, compensée en partie par le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering. Une augmentation des revenus reflétant l'incidence des nouveaux avenants tarifaires liés à l'utilisation des comptes réglementaires en vertu de la décision et de l'ordonnance de la CEO rendues en juin 2024 approuvant l'entente de règlement de 2024, en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2024, a été en grande partie contrebalancée par une augmentation correspondante de la charge d'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés pour les soldes des comptes réglementaires.
- Hausse de l'amortissement de 101 millions de dollars du secteur Production nucléaire réglementée, compte non tenu de l'amortissement lié au recouvrement et au remboursement des soldes du compte réglementaire autorisé par la CEO, attribuable surtout à l'augmentation de la charge d'amortissement comptabilisée en raison de la mise en service des immobilisations, notamment la remise en service de l'unité 3 et de l'unité 1 de la centrale Darlington par suite des travaux de réfection réalisés respectivement en juillet 2023 et en novembre 2024, et à la baisse des charges d'amortissement comptabilisées à titre de montants recouvrables auprès des clients dans des comptes réglementaires.
- Hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 64 millions de dollars du secteur Production nucléaire réglementée en raison surtout de l'augmentation prévue des dépenses liées aux travaux de maintenance cycliques et aux autres travaux de maintenance prévus réalisés par suite du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington, compensée en partie par une baisse des charges par suite du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering. L'augmentation des charges de rémunération comptabilisées au quatrième trimestre de 2024 par suite de la ratification d'un renouvellement pour une période de trois ans de la convention collective entre le Power Workers' Union (PWU) et OPG en novembre 2024 a été contrebalancée par l'augmentation des charges de rémunération comptabilisées au deuxième trimestre de 2023 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 (la décision de la Cour concernant la loi 124), et des décisions ultérieures de la CEO rendues en 2023 refusant la requête d'OPG visant l'établissement d'un compte réglementaire pour comptabiliser l'incidence de ces coûts. Le renouvellement de la convention collective avec le PWU, conclu en 2024, est traité plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Excellence opérationnelle – Convention collective avec le Power Workers' Union* et la décision de la Cour concernant la loi 124 est traitée plus en détail à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*.
- Baisse de 135 millions de dollars des autres gains, montant net, en raison surtout de la reprise d'un passif éventuel précédemment comptabilisé au quatrième trimestre de 2023 lié à une entente de règlement conclue en 2021 dans le cadre d'une acquisition de centrales à cycle combiné, d'un gain comptabilisé au deuxième trimestre de 2023 en lien à la vente de certains locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, en octobre 2022, et d'une perte comptabilisée au deuxième trimestre de 2024 dans le cadre de la décision et de l'ordonnance de la CEO approuvant l'entente de règlement de 2024.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont augmenté de 83 millions de dollars en 2024 par rapport à ceux de 2023, principalement en raison de la hausse des intérêts inscrits à titre de montants recouvrables auprès de clients dans des comptes réglementaires en 2023 et de la hausse des intérêts sur la dette à long terme de la Société imputable aux émissions d'obligations en 2024.

La charge d'impôts pour 2024 a diminué de 166 millions de dollars par rapport à 2023. La diminution découle essentiellement de l'incidence de la baisse du bénéfice avant impôts en 2024 et de certains ajustements d'impôts comptabilisés en 2023.

Production d'électricité

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

(en TWh)	2024	2023
Production nucléaire réglementée	33,0	36,1
Production hydroélectrique réglementée	32,5	31,4
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ¹	5,0	5,2
Atura Power	11,6	8,2
Total de la production d'électricité d'OPG	82,1	80,9

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 1,2 TWh en 2024 par rapport à 2023, en raison surtout de la hausse de la production des secteurs Atura Power et Production hydroélectrique réglementée, contrebalancée en partie par la baisse de la production du secteur Production nucléaire réglementée.

En 2024, la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée a diminué de 3,1 TWh par rapport à 2023. Cette diminution est principalement attribuable au nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée et non planifiée à la centrale Darlington et à la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 de la centrale Pickering le 1^{er} octobre 2024, compensée en partie par le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering. La fin de l'exploitation commerciale et la mise à l'arrêt définitive de l'unité 4 de la centrale Pickering ont eu lieu le 31 décembre 2024.

L'augmentation de la production d'électricité de 1,1 TWh du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2024, par rapport à 2023, résulte principalement 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 reflétant une hausse de la demande d'électricité, et à la hausse des débits d'eau dans la majeure partie de l'Ontario.

La production d'électricité du secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre en 2024 a été comparable à celle de 2023.

La production d'électricité du secteur Atura Power a augmenté de 3,4 TWh en 2024, par rapport à 2023, principalement en raison de la hausse de la demande d'électricité des centrales à cycle combiné.

En 2024, la demande d'électricité en Ontario déclarée par la SIERE s'est établie à 140,4 TWh, comparativement à 137,1 TWh en 2023, à l'exclusion des exportations d'électricité à l'extérieur de la Province.

L'énergie excédentaire en 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 2024 par rapport à celle de 2023. La production perdue aux centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 0,4 TWh en 2024 et de 1,0 TWh en 2023. L'incidence sur la marge brute du manque à produire imputable à la production des centrales hydroélectriques à tarifs réglementés d'OPG découlant des conditions de production excédentaire de l'énergie de base a été contrebalancée par l'incidence d'un compte réglementaire autorisé par la CEO. OPG n'a subi aucune perte de production d'électricité à ses centrales nucléaires en raison des conditions de production excédentaire de l'énergie de base.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 211 millions de dollars en 2024, contre 2 538 millions de dollars en 2023. La diminution a découlé surtout de la baisse des revenus du secteur Production nucléaire réglementée et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en grande partie compensées par la baisse des versements des acomptes provisionnels d'impôts sur les bénéfices et la hausse des revenus perçus du secteur Production hydroélectrique réglementée.

Dépenses d'investissement

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Production nucléaire réglementée – projet de réfection de la centrale Darlington	988	974
Production nucléaire réglementée – réfection de la centrale Darlington et NPND	943	251
Production nucléaire réglementée – compte non tenu des projets de réfection de la centrale Darlington, de réfection de la centrale Pickering et du NPND	604	634
Production hydroélectrique réglementée	434	370
Production hydroélectrique visée par contrats et autre	220	313
Atura Power	382	148
Autres ¹	154	139
Total des dépenses d'investissement ²	3 725	2 829

¹ 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.

² Comprennent les variations nettes des montants à payer.

Les dépenses d'investissement totales ont augmenté de 896 millions de dollars en 2024, par rapport à 2023, principalement en raison de la hausse des dépenses du secteur Production nucléaire réglementée.

Les dépenses d'investissement pour le projet de réfection de la centrale Darlington en 2024 ont été comparables à celles de 2023.

Les dépenses d'investissement pour la réfection de la centrale Pickering et le NPND ont augmenté de 692 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. L'augmentation est principalement attribuable aux dépenses engagées dans le cadre des activités de réfection préalables à l'exécution pour les unités 5 à 8 de la centrale Pickering et à la hausse des dépenses liées aux activités de préparation du site, d'approvisionnement et d'autres activités de développement en cours pour les PRM à l'emplacement du NPND. Pour plus de renseignements sur le plan d'exploitation continue de la centrale Pickering et le NPND, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants*, sous respectivement *Excellence des projets – Réfection de la centrale Pickering* et *Excellence des projets – Nouveau projet nucléaire de Darlington*.

Compte non tenu du projet de réfection de la centrale Darlington, du projet de réfection de la centrale Pickering et du NPND, les dépenses d'investissement du secteur Production nucléaire réglementée ont diminué de 30 millions de dollars en 2024, par rapport à 2023. La diminution découle surtout d'une baisse des dépenses liées au remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs, une composante des générateurs de vapeur de la centrale Darlington. Pour plus de renseignements sur les principaux séparateurs-déshumidificateurs 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 64 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des dépenses engagées pour le réaménagement des centrales hydroélectriques ainsi que dans le cadre du programme continu de réfection et des travaux de réhabilitation du béton dans l'ensemble des centrales hydroélectriques.

Les dépenses d'investissement du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre ont diminué de 93 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. La diminution est essentiellement attribuable à la baisse des dépenses engagées pour le projet de sécurité du barrage de la centrale Little Long, toutes les vannes ayant été mises en service au troisième trimestre de 2023, et à la baisse des dépenses engagées pour le projet de sécurité du barrage de Smoky Falls, étant donné que deux nouvelles vannes à glissière ont été mises en service au premier trimestre de 2024.

Les dépenses d'investissement du secteur Atura Power ont augmenté de 234 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. L'augmentation est surtout attribuable à la hausse des dépenses engagées dans le cadre de travaux de révision aux centrales à cycle combiné existantes, aux dépenses engagées pour l'agrandissement de la centrale à cycle combiné à la centrale Napanee en vertu d'une entente à long terme conclue avec la SIERE en juin 2024, à la hausse des dépenses engagées pour l'aménagement du système de stockage d'énergie par batteries à la centrale Napanee (Napanee BESS) en vertu d'une entente à long terme avec la SIERE conclue en 2023, et à la hausse des dépenses pour faire progresser le Niagara Hydrogen Centre, un projet de développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone. Pour plus de renseignements sur le projet d'agrandissement de la centrale à cycle combiné à la centrale Napanee, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants*, sous *Agrandissement de la centrale à cycle combiné Napanee*.

Les dépenses d'investissement pour la catégorie Autre en 2024 ont été comparables à celles de 2023.

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

FAITS NOUVEAUX IMPORTANTS

Excellence des projets

Réfection de la centrale Pickering

Le 23 janvier 2025, la Province a annoncé qu'elle approuvait le plan d'OPG visant à passer à l'étape de définition du projet de réfection, la prochaine étape vers la réfection des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. Le conseil d'administration d'OPG (le conseil) a approuvé un budget de 4,1 milliards de dollars pour ce projet, portant le budget total approuvé par le conseil jusqu'à maintenant à 6,2 milliards de dollars. Au cours de l'étape de définition, OPG élaborera une estimation des coûts et un calendrier de haute qualité pour le projet, fera progresser la conception technique détaillée, conclura de nouvelles ententes d'approvisionnement et de sous-traitance, continuera d'optimiser l'étendue du projet et élaborera le plan d'exécution du projet. L'étape de définition devrait se poursuivre jusqu'en 2026. Dans le cadre de la préparation des travaux de réfection, OPG a conclu un contrat avec CanAtom, une coentreprise créée par Aecon Group Inc. et AtkinsRéalis, pour la réalisation de l'ingénierie et de l'approvisionnement préliminaires en vue de l'exécution du programme de remplacement des tubes d'alimentation et des chaudières, qui représentera la majeure partie du calendrier d'exécution du chemin critique.

Une fois la réfection terminée, la centrale Pickering pourra continuer de produire plus de 2 000 mégawatts (MW) de capacité de base, ce qui peut alimenter environ deux millions de foyers, pour aider à répondre à la demande d'électricité de l'Ontario. La réfection devrait être terminée d'ici le milieu des années 2030.

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 7 novembre 2024, par suite des activités de redémarrage, l'unité 1 remise à neuf de la centrale Darlington a été connectée au réseau électrique plus tôt que prévu. La remise en service de l'unité 1 représente une autre étape déterminante du plan d'OPG pour que la centrale Darlington de quatre unités continue de fournir à l'Ontario une source d'énergie rentable, fiable et propre pour encore au moins 30 ans. L'unité 1 fournit 878 MW de capacité de base de production d'électricité à la province.

La réfection de l'unité 4 est maintenant passée au troisième volet important, soit le Réassemblage, qui comprend l'installation et le réassemblage des composantes du réacteur. L'installation des tubes de calandre a été achevée en janvier 2025 et l'installation des canaux de combustible et des tubes de liaison inférieurs est en cours. L'unité 4 devrait être remise en service en 2026. Les travaux de réfection de l'unité 4 profitent de l'expérience acquise lors des travaux de réfection de l'unité 2, de l'unité 3 et de l'unité 1 déjà réalisés, 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 dans le but 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. Comme la Province l'a annoncé en juillet 2023, OPG a également entrepris le processus de planification et d'octroi de permis visant trois PRM supplémentaires au site du NPND. En attente des approbations réglementaires et de la Province 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.

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. Dans le cadre du projet, les murs de soutènement de la foreuse du tunnel destinés au système d'eau de refroidissement du condenseur et les travaux de forage du mur de soutènement du bâtiment du réacteur ont été menés à terme respectivement en juin 2024

et novembre 2024. Les activités de préparation du site en vue de la construction du premier PRM sont pratiquement terminées. OPG poursuit la planification et l'achat de matériaux à longs délais, notamment pour la fabrication de la cuve sous pression du réacteur. La cuve sous pression du réacteur est l'élément principal dans la conception d'une centrale nucléaire, agissant comme principale cuve sous pression et générateur de vapeur intégré, ce qui permet une circulation naturelle et assure une production d'électricité sécuritaire et efficiente.

Le permis pour la préparation de l'emplacement du NPND d'OPG approuvé par la CCSN 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 audience publique de la CCSN a eu lieu en janvier 2024 et portait sur l'applicabilité de l'évaluation environnementale du NPND à la technologie BWRX-300. En avril 2024, la CCSN a rendu sa décision et établi que l'évaluation environnementale du NPND est applicable à la technologie BWRX-300. La CCSN a tenu la deuxième audience publique comportant deux parties, soit en octobre 2024 et en janvier 2025, portant sur la demande de permis de construction d'OPG, mais la CCSN n'a pas encore rendu sa décision.

Réaménagement des centrales hydroélectriques

OPG a commencé la réalisation de trois projets de réaménagement de centrales hydroélectriques existantes en Ontario qui approchent de leur fin de vie opérationnelle. Les projets de réaménagement comprendront la construction de nouvelles centrales ou la prolongation de la vie de centrales existantes, le remplacement de turbines et de générateurs et des systèmes connexes, et le remplacement ou la réfection d'autres structures des centrales. Les projets de réaménagement ont pour objet de veiller à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation des centrales pour une période additionnelle de 80 ans à 90 ans.

En novembre 2024, OPG a donné le coup d'envoi d'un projet de réaménagement de la centrale Kakabeka Falls, la deuxième plus ancienne centrale du portefeuille de centrales hydroélectriques d'OPG en Ontario, située le long de la rivière Kaministiquia, dans le nord-ouest de l'Ontario. Le projet comprendra un nouvel agrandissement de la centrale électrique, le remplacement du système de surtension et le remplacement des conduites forcées. La centrale réaménagée devrait avoir une capacité de production accrue d'environ 27 MW et devrait être mise en service en 2028. Le projet a un budget approuvé de 519 millions de dollars.

Au quatrième trimestre de 2024, OPG a donné le coup d'envoi de la phase d'exécution d'un projet de réaménagement des centrales hydroélectriques Coniston et Stinson, situées le long de la rivière Wanapitei, à l'est de Sudbury, en Ontario. Les centrales réaménagées devraient avoir une capacité de production combinée accrue d'environ 12 MW et être mises en service en 2027. Le budget approuvé combiné de ce projet est de 178 millions de dollars.

Les centrales hydroélectriques susmentionnées sont présentées dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Agrandissement de la centrale à cycle combiné Napanee

En juin 2024, Atura Power a conclu une entente à long terme avec la SIERE en vue de l'agrandissement de la centrale à cycle combinée à la centrale Napanee. Le projet prévoit l'ajout d'une turbogénératrice à vapeur à la centrale Napanee, ce qui permettra de produire jusqu'à 405 MW d'électricité pour le réseau électrique de l'Ontario. Le projet a été sélectionné dans le cadre du processus d'approvisionnement à long terme de la SIERE, qui cherchait à obtenir 918 MW de capacité hors stockage afin de soutenir la croissance des besoins du réseau d'électricité de l'Ontario. Les activités d'ingénierie, de conception et d'obtention de permis progressent comme prévu, tandis que l'achat d'équipement essentiel est terminé. La construction devrait commencer en 2025, la mise en service de la centrale devant avoir lieu en 2028 aux termes d'une entente visant la capacité de 12 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*.

Évaluation de l'intérêt des collectivités pour de nouvelles possibilités de production d'électricité

En novembre 2024, la Province a demandé à OPG d'amorcer des discussions avec les dirigeants municipaux et autochtones sur les sites existants en Ontario, soit Port Hope (site Wesleyville), Haldimand Country (site de Nanticoke) et St. Clair Township (site de Lambton), afin de déterminer si les nouvelles possibilités de production d'électricité, y compris la production d'énergie nucléaire, suscitent l'intérêt. Cette demande a été formulée dans la foulée de la publication par la Province du document intitulé *L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie*, suivie du dépôt de la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable* (projet de loi 214), en octobre 2024, qui décrivent la manière dont la Province envisage de répondre à la demande croissante d'énergie en Ontario. Également en octobre 2024, la SIERE a annoncé la mise à jour de ses prévisions, selon lesquelles la demande d'électricité de l'Ontario devrait augmenter de 75 % d'ici 2050, la consommation annuelle passant de 151 TWh en 2025 à 263 TWh en 2050. La participation des collectivités tôt dans le processus est cruciale pour la poursuite de ces nouveaux projets de production d'électricité.

Le site Wesleyville d'OPG a déjà fait l'objet de travaux d'aménagement partiels pour une centrale de production d'électricité. Les sites Nanticoke et Lambton d'OPG avaient déjà accueilli des centrales au charbon d'OPG, qui sont maintenant hors service. Ces trois sites sont zonés pour la production d'électricité et sont à proximité d'infrastructures de transport.

En janvier 2025, les Premières Nations ayant fait part de leur volonté d'amorcer des discussions et la Ville de Port Hope ayant manifesté officiellement son intérêt, la Province a demandé à OPG d'examiner les possibilités de nouvelle production d'énergie nucléaire au site Wesleyville. Selon l'évaluation préliminaire d'OPG, le site Wesleyville pourrait accueillir jusqu'à 10 000 MW de nouvelle production, ce qui permettrait d'alimenter en électricité l'équivalent d'environ dix millions de maisons. OPG travaillera avec les collectivités locales et les Premières Nations pour déterminer leur soutien à un projet potentiel dans le cadre du processus d'exploration.

Excellence opérationnelle

Réfection des centrales hydroélectriques

OPG a annoncé la réfection de plusieurs centrales hydroélectriques en Ontario, afin d'assurer la production fiable d'électricité renouvelable durant des décennies et de répondre à la demande d'énergie de la province.

En avril 2024, OPG a annoncé la réfection du complexe Sir Adam Beck le long de la rivière Niagara. Le projet prévoit la réfection d'au plus 25 groupes électrogènes et devrait augmenter la capacité de production des centrales de près de 50 MW, assurant la livraison continue de jusqu'à 1 700 MW. Les travaux de réfection devraient se poursuivre pour les 15 prochaines années.

En mai 2024, OPG annonçait la progression des travaux de réfection de la centrale R.H. Saunders sur le fleuve Saint-Laurent. Le projet prévoit la réfection de 16 groupes électrogènes, assurant la livraison continue de jusqu'à 1 045 MW. Les travaux de réfection devraient se poursuivre pour les 16 prochaines années.

En juin 2024, OPG a annoncé la réfection de huit centrales hydroélectriques le long de la rivière Madawaska et de la rivière des Outaouais, dans l'est de l'Ontario. Les travaux comprennent la réfection de 45 groupes électrogènes, assurant la livraison continue de près de 1 600 MW. Les travaux de réfection devraient se poursuivre pour les 20 prochaines années.

En janvier 2025, la Province a annoncé son soutien au plan d'OPG visant la réfection et l'agrandissement de centrales hydroélectriques dans le nord de l'Ontario. Les travaux assureront la livraison continue de 830 MW. Les travaux devraient se poursuivre au cours des dix prochaines années.

Toutes les centrales susmentionnées sont incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Convention collective avec le Power Workers' Union

La convention collective de deux ans entre le PWU et OPG a pris fin le 31 mars 2024. Le 20 novembre 2024, les membres du syndicat du PWU ont ratifié le renouvellement d'une convention collective de trois ans négociée par les parties, couvrant la période du 1^{er} avril 2024 au 31 mars 2027. La convention collective prévoit des hausses annuelles des salaires à compter du 1^{er} avril 2024 et le versement d'un paiement forfaitaire aux employés actifs à compter du 20 novembre 2024 et tenait compte des incidences découlant de la décision rendue par la Cour invalidant la loi 124. En 2023, la CEO a rejeté la demande d'OPG visant la création d'un compte réglementaire pour comptabiliser l'incidence des coûts de rémunération attribuables aux centrales nucléaires par suite de la décision de la Cour sur la loi 124. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, OPG a comptabilisé des charges de rémunération de 90 millions de dollars par suite de la ratification de la nouvelle convention collective conclue avec le PWU.

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*. La décision de la Cour invalidant la loi 124 est traitée à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous *Vigueur financière – Décision de la Cour supérieure de l'Ontario concernant la loi 124*.

Vigueur financière

Demande d'OPG auprès de la CEO en vue de l'utilisation des soldes des comptes de report et d'écarts

En décembre 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue de l'utilisation des soldes des comptes réglementaires au 31 décembre 2022, moins les montants déjà approuvés pour le recouvrement ou le remboursement des soldes des comptes réglementaires au 31 décembre 2019, au moyen d'avenants tarifaires supplémentaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée. La demande portait également sur les effets prévus du programme de renouvellement du marché, une initiative de la SIERE qui devrait entraîner une refonte du marché de l'électricité en Ontario, sur les centrales à tarifs réglementés d'OPG.

Au deuxième trimestre de 2024, OPG et les intervenants dans l'instance ont conclu une entente de règlement proposée dans la demande d'OPG. Le 13 juin 2024, la CEO a rendu une décision et une ordonnance approuvant l'entente de règlement de 2024 et donnant lieu au recouvrement d'un montant net total de 481 millions de dollars relativement aux montants inscrits dans les comptes réglementaires d'OPG et les incidences fiscales connexes, soit une diminution de 22 millions de dollars par rapport aux montants demandés par OPG. Cette entente de règlement comprenait la résolution des positions des parties quant à savoir si le produit net tiré par OPG de la vente de locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, en 2022 devrait être crédité aux contribuables. Les soldes convenus par les parties sont recouverts ou remboursés sur une période de 30 mois avec prise d'effet au 1^{er} juillet 2024. L'incidence fiscale connexe incluse pour le recouvrement était auparavant comptabilisée dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés. L'entente de règlement de 2024 prévoit également des mécanismes réglementaires visant à traiter les effets attendus du programme de renouvellement du marché de la SIERE sur les centrales à tarifs réglementés d'OPG jusqu'à la date de prise d'effet des tarifs de base réglementés découlant de la prochaine demande d'OPG auprès de la CEO, dans le cadre de laquelle l'une ou l'autre des parties pourrait adopter une position différente à l'égard de ces mécanismes sur une base prospective. Au deuxième trimestre de 2024, la Société a comptabilisé une perte de 25 millions de dollars relativement à la décision et à l'ordonnance rendue par la CEO dans le cadre de l'entente de règlement de 2024. Les revenus tirés du recouvrement des soldes des comptes réglementaires ont été en grande partie contrebalancés par l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés relativement à ces soldes.

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*.

Obligations vertes

Le 7 juin 2024, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), filiale à part entière d'OPG, a clôturé une émission d'obligations en placement privé par l'émission de 200 millions de dollars d'obligations vertes, venant à échéance en juin 2054 et portant intérêt au taux nominal de 4,69 %. Le produit net a été utilisé pour refinancer les dettes de LME à l'échéance en juin 2024.

En juin 2024, OPG a publié un cadre de financement durable, qui remplace le cadre de référence pour les obligations vertes d'OPG et rend compte d'une plus grande variété de projets et de programmes admissibles, notamment les PRM, de nouveaux projets nucléaires d'envergure, des projets de développement de l'hydrogène à faible teneur en carbone, des projets d'aménagement du système de stockage d'énergie par batteries et des projets sociaux, en réponse à la demande croissante pour de l'énergie propre et à l'engagement d'OPG de faire progresser l'aspect économique de son plan d'action de réconciliation avec les Peuples et les communautés autochtones.

Le 28 juin 2024, OPG a procédé à une émission d'obligations vertes totalisant 1 milliard de dollars en vertu du cadre de financement durable par le biais du programme de billets à moyen terme. L'émission comprenait une tranche de 500 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2034, dont le taux d'intérêt nominal est de 4,83 %, et une tranche de 500 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2054, dont le taux d'intérêt nominal est de 4,99 %.

Le 11 septembre 2024, OPG a réouvert l'émission d'obligations en deux tranches du 28 juin 2024 dans le cadre de son programme de billets à moyen terme pour un montant additionnel de 300 millions de dollars. L'émission supplémentaire d'obligations vertes comprenait une tranche de 200 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2034, au taux d'intérêt nominal de 4,83 %, et une tranche de 100 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2054, au taux d'intérêt nominal de 4,99 %. Le produit net des émissions susmentionnées a servi à financer ou à refinancer des projets écologiques admissibles au sens défini dans le cadre de financement durable.

Acquisition de Lightstar Renewables LLC et de Lightstar Operations One LLC

Le 31 janvier 2024, par l'intermédiaire d'Eagle Creek, OPG a acquis une participation de 100 % dans Lightstar Renewables LLC et dans Lightstar Operations One LLC (collectivement, Lightstar). Lightstar développe, réalise et exploite des projets de production d'énergie solaire aux États-Unis et fait partie du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre. Le coût d'acquisition total s'est établi à 163 millions de dollars (121 millions de dollars américains). Les actifs identifiables acquis, d'une juste valeur estimative de 125 millions de dollars, se composent essentiellement d'immobilisations corporelles en cours de construction et d'actifs incorporels associés aux projets d'aménagement solaire.

Annonce du président et chef de la direction

En novembre 2024, le conseil d'OPG a annoncé la décision de Ken Harwick de quitter ses fonctions de président et chef de la direction à la fin de 2024, après près de neuf ans au sein de la Société. Conformément au plan de relève à la direction d'OPG, le conseil a nommé Nicolle Butcher pour occuper le poste de présidente et chef de la direction à compter du 1^{er} janvier 2025. La nomination de Nicolle Butcher témoigne de l'engagement de la Société à l'égard d'un leadership solide et d'une planification stratégique de la relève. Travaillant au sein d'OPG depuis plus de 25 ans, Nicolle Butcher possède une vaste expérience de la gestion de l'un des portefeuilles de centrales électriques les plus importants et les plus diversifiés en Amérique du Nord acquise dans le cadre de ses fonctions récentes à titre de chef de l'exploitation, ainsi qu'une expertise en croissance d'entreprise et des fonctions de développement et commerciales. Ken Hartwick a transféré ses responsabilités à Nicolle Butcher conformément au plan mis en place visant à assurer une transition en douceur.

ACTIVITÉS DE BASE ET PERSPECTIVES



Excellence opérationnelle

La production sécuritaire, fiable et économique d'électricité 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 initiatives stratégiques et les projets clés propres à chacune des grandes activités de production d'OPG, axées sur l'atteinte de l'excellence opérationnelle, sont analysés ci-dessous. La performance en matière de production et de fiabilité pour 2024 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 élevée 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 2023, a été publié par la CCSN au quatrième trimestre de 2024. Dans le rapport de 2023 de la CCSN sur le rendement d'OPG en matière de sûreté nucléaire, le personnel de la CCSN a déterminé que, pour l'ensemble des 14 domaines de contrôle et de sûreté de la centrale Darlington et de la centrale Pickering et des installations de gestion des déchets Darlington, Pickering et Western, les attentes étaient respectées.

Le 6 juin 2023, la Cour fédérale du Canada (la Cour fédérale) s'est prononcée en faveur de la décision de la CCSN d'exiger des tests préalables à l'affectation et aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues pour les travailleurs occupant des postes essentiels sur le plan de la sûreté, tel que le prescrit le document d'application de la réglementation approuvé en novembre 2020 par la CCSN 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 sur les sites nucléaires canadiens à sécurité élevée. Les exigences énoncées dans le REGDOC 2.2.4 font en sorte que le Canada se conforme aux pratiques exemplaires internationales pour l'exploitation de centrales nucléaires à sécurité élevée. Le 11 juillet 2023, le PWU et Society of United Professionals (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 à l'affectation et 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, de sorte que les titulaires de permis n'étaient pas autorisés à appliquer des tests préalables à l'affectation et aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues en attendant l'issue finale de l'appel, qui a été entendu en janvier 2024. Le 6 novembre 2024, la Cour d'appel fédérale a maintenu la décision du 6 juin 2023 de la Cour fédérale. Les syndicats demandent la permission d'en appeler de la décision devant la Cour suprême du Canada.

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 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 requises. 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 a continué 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. À la suite d'une audience publique tenue en juin 2024, la CCSN a annoncé en octobre 2024 sa décision de modifier le permis d'exploitation de la centrale Pickering, autorisant l'exploitation des unités 5 à 8 jusqu'à la fin de 2026.

Comme prévu, l'exploitation commerciale de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Pickering a pris fin et les unités ont été mises à l'arrêt de façon définitive respectivement le 1^{er} octobre 2024 et le 31 décembre 2024, après plus de 50 ans de service. Après la fin de leur exploitation commerciale, l'unité 1 et l'unité 4 de la centrale Pickering ont été mises en état d'arrêt sécuritaire aux termes du permis d'exploitation de la centrale Pickering. Cela comprenait le déchargement du combustible des réacteurs, l'évacuation de l'eau lourde et la reconfiguration de la centrale de façon à isoler les unités des unités en exploitation. Ces activités doivent être menées en respectant les normes de sécurité nucléaire, radiologiques, industrielles et de protection de l'environnement. Le déchargement du combustible de l'unité 1 et de l'unité 4 a commencé respectivement le 2 octobre 2024 et le 5 janvier 2025 et se poursuit. L'unité 2 et l'unité 3 ont précédemment été fermées de façon définitive et demeurent en état de stockage sûr. Les coûts associés à la mise en état de stockage sûr puis à la surveillance des unités sont imputés aux passifs nucléaires et remboursés à même les Fonds distincts nucléaires.

Par suite du dépôt d'une analyse de faisabilité d'OPG approuvée par 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. Le conseil d'administration ayant donné son approbation, OPG a par la suite achevé l'étape de lancement du projet, notamment des travaux d'ingénierie préliminaires et la passation de commandes de composantes à long délai de livraison en 2024. En janvier 2025, la Province a annoncé qu'elle donnait son approbation à OPG pour passer à l'étape de définition du projet de réfection approuvée par le conseil d'administration, qui devrait se poursuivre jusqu'en 2026. Le budget approuvé par le conseil pour le lancement et la définition du projet s'élève à environ 6,2 milliards de dollars, y compris les engagements contractuels prévus aux fins des livraisons futures. Des travaux de planification sont en cours afin de déterminer si les activités de réfection aux unités 5 à 8 peuvent être réalisées en vertu du permis d'exploitation actuel de la CCSN à la centrale Pickering, qui est valide jusqu'au 31 août 2028. La Société chercherait à modifier et à renouveler les permis, le cas échéant, pour les activités de réfection restantes.

OPG continue de réaliser des investissements stratégiques pour garantir la performance des unités 5 à 8 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 l'achèvement de la réfection des unités de la centrale, ceux-ci comprennent des investissements dans des initiatives de gestion du cycle de vie et du

vieillessement, 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 2024, notamment :

- La mise en service d'une nouvelle usine de traitement de l'eau, qui approvisionnera en eau déminéralisée les unités de la centrale Darlington dans le cadre du cycle opérationnel, assurant la fiabilité des activités sur la durée de vie de la centrale.
- Le remplacement de pièces principales de l'équipement de manutention du combustible, y compris les principales composantes de levage du système de manipulation du combustible et deux des huit têtes de la machine de manipulation du combustible. Ces projets assureront la fiabilité de l'équipement de manutention du combustible de la centrale Darlington sur sa durée de vie.

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 remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs des deux premiers générateurs de vapeur de l'unité 3 a été achevé en 2023. Le remplacement des quatre générateurs de vapeur de l'unité 1 et le remplacement des quatre générateurs de vapeur de l'unité 4 ont été achevés respectivement au deuxième trimestre de 2024 et au quatrième trimestre de 2024. Au 31 décembre 2024, les dépenses d'investissement cumulatives pour le projet s'élevaient à 270 millions de dollars, en deçà du budget approuvé de 380 millions de dollars. Les travaux d'inspection post-remplacement de l'unité 4 devraient être achevés au premier semestre de 2025, ce qui conclura le projet. Les travaux visant l'unité 2 et les deux derniers générateurs de vapeur de l'unité 3 seront réalisés lors d'un projet futur.

Le permis d'exploitation d'OPG visant le réacteur de la centrale Darlington est valide jusqu'au 30 novembre 2025. En juin 2024, la CCSN a annoncé qu'elle avait l'intention de modifier le permis d'exploitation afin d'autoriser la production d'isotopes radioactifs de cobalt 60. En mai 2024, OPG a soumis une demande en vue de renouveler le permis d'exploitation de la centrale Darlington pour une période de 30 ans, celui-ci venant à échéance en novembre 2025. La CCSN devrait tenir l'audience publique en deux parties visant la demande en mars 2025 et en juin 2025. La première production d'isotopes radioactifs de cobalt 60 à la centrale Darlington est prévue en 2028. Les isotopes radioactifs de cobalt 60 sont surtout utilisés dans le secteur de la santé pour stériliser le matériel médical et chirurgical.

Production d'électricité renouvelable

Au 31 décembre 2024, 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 la réalisation du potentiel d'accroissement de la production et de la capacité de production des centrales. 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.

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. 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.

La Société continue de mettre en œuvre un programme continu de réfection des groupes électrogènes des centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Ontario. En 2024, les activités liées à ce programme comprenaient ce qui suit :

- Début de la réfection de l'unité G4 de la centrale Sir Adam Beck I, la première des 19 unités devant être refaites aux centrales Sir Adam Beck I et II. Au 31 décembre 2024, les dépenses d'investissement cumulatives pour l'exercice et pour le projet de réfection des centrales Sir Adam Beck I et II s'élevaient respectivement à 18 millions de dollars et à 23 millions de dollars.
- Début de la réfection de l'unité 12 de la centrale R.H. Saunders et poursuite de la réfection de l'unité 9, les deux premières des 16 centrales devant être refaites. Au 31 décembre 2024, les dépenses d'investissement cumulatives pour l'exercice et pour le projet de réfection de la centrale R.H. Saunders s'élevaient respectivement à 19 millions de dollars et à 52 millions de dollars.
- Achèvement de la réfection de l'unité 1 de la centrale Barrett Chute et poursuite de la réfection de l'unité 2 de la centrale. Au 31 décembre 2024, les dépenses d'investissement cumulatives pour l'exercice et pour le projet de réfection s'élevaient respectivement à 8 millions de dollars et à 19 millions de dollars.
- Début de la réfection de l'unité 1 à la centrale Otter Rapids et poursuite de la réfection de l'unité 2. Au 31 décembre 2024, les dépenses d'investissement cumulatives pour l'exercice et pour le projet de réfection de la centrale s'élevaient respectivement à 20 millions de dollars et à 47 millions de dollars.

Également en 2024, la Société a achevé le remplacement des vannes de tête de la centrale Sir Adam Beck II et la construction du Otter Rapids Project Camp qui favorisera l'efficacité de la réfection des centrales éloignées dans le nord de l'Ontario. La construction continue de progresser dans le cadre de la réhabilitation de l'infrastructure en béton à la centrale R.H. Saunders, au barrage Frederick House Lake et à d'autres centrales en Ontario.

Le 3 décembre 2024, le Bureau du vérificateur général de l'Ontario a publié un rapport de suivi de l'audit de l'optimisation des ressources de 2022 portant sur la gestion et l'entretien des centrales hydroélectriques de la Société. Sur les 16 entités auditées, le rapport désigne OPG comme étant l'une des trois ayant réalisé le plus de progrès vers la mise en œuvre complète des mesures recommandées.

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. L'est et le sud de l'Ontario ont connu, au printemps et à l'été 2024, des épisodes de fortes précipitations qui ont entraîné d'importantes hausses des niveaux et des débits d'eau dans certaines régions. Ces saisons humides ont été précédées par un hiver relativement sec et ont été suivies par un automne également relativement sec dans l'ensemble de la province. OPG a géré ces conditions de fort et de faible débit d'eau de manière sécuritaire et efficace, en portant une attention particulière au barrage et à la sécurité de la population, et en assurant la coordination avec les municipalités et les parties prenantes des communautés des bassins hydrologiques concernés.

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, 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.

Au 31 décembre 2024, les contrats des centrales du secteur Atura Power sont assortis des modalités et des capacités de production suivantes, y compris l'accroissement de la capacité de production autorisé par la SIERE en 2023 qui devrait avoir lieu en 2025 :

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 ^{3,4}	Avril 2029	Avril 2029	562	50,0
Centrale Halton Hills ⁴	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 a été exploitée aux termes d'une convention d'approvisionnement en énergie avec Shell Energy North America (Canada) Inc. jusqu'au 15 juillet 2024. Depuis le 16 juillet 2024, la centrale est exploitée en vertu d'une nouvelle CAE d'une durée de 10 ans conclue avec la SIERE.

³ La CAE comprend une option de prolongation qui peut être exercée, en 2028, par Atura Power ou par la SIERE pour reporter l'échéance contractuelle de cinq ans, sous réserve de certaines conditions, ce qui inclut les accroissements de capacité accordés en 2023.

⁴ Aux termes des accroissements de capacité accordés par la SIERE en 2023, l'accroissement de capacité moyen de 31,5 MW lié par contrat à la centrale Halton Hills a été mis en service et est entré en vigueur le 3 février 2025.

En septembre 2024, OPG et la SIERE ont conclu une CAE modifiée et mise à jour portant sur la centrale Atikokan, qui repousse l'échéance contractuelle à juillet 2029. La centrale pourra continuer à fournir de l'énergie renouvelable au réseau électrique de l'Ontario au moyen de la biomasse. La centrale Atikokan est la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse en Amérique du Nord, fournissant de l'énergie renouvelable lorsque le réseau électrique de l'Ontario en a besoin.

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 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 d'envergure 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.

Vente d'actifs

En juillet 2023, Eagle Creek a conclu des ententes visant la vente de 22 centrales hydroélectriques d'une capacité de production totale d'environ 47 MW aux États-Unis, ainsi que de deux réservoirs de stockage dans le Midwest américain. En juin 2024, la transaction a été abandonnée. Par suite de cet abandon, le critère de classement de ces actifs comme étant détenus en vue de la vente n'était plus satisfait, et les actifs ont été reclassés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels du bilan.



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 et d'ailleurs, en visant l'excellence en matière de planification et de réalisation de tous les projets d'immobilisations 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.

Réfection de la centrale Darlington

Le projet de réfection de la centrale Darlington a débuté en 2016, alors que les quatre unités de la centrale approchaient leur fin de vie initialement prévue. La rénovation des quatre groupes électrogènes devrait prolonger d'au moins 30 ans la durée de vie de la centrale. La réfection de la première unité, soit l'unité 2, a pris fin en juin 2020. La réfection de la deuxième unité, l'unité 3, a pris fin plus tôt que prévu, en juillet 2023. La réfection de la troisième unité, l'unité 1, a été

achevée en novembre 2024, en avance sur la date prévue au deuxième trimestre de 2025. Les travaux de réfection de la dernière unité, soit l'unité 4, ont commencé après la remise en service de l'unité 3 et ils devraient 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 1 a été remise en service en novembre 2024 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 1,7 milliard de dollars ont été prévues.

La réfection de l'unité 4 progresse comme prévu et en est actuellement au volet de Réassemblage, le volet Désassemblage étant arrivé à terme après l'enlèvement des canaux de combustible en septembre 2024. Les tubes de calandre ont été installés en janvier 2025. L'installation des canaux de combustible progresse bien et devrait être terminée au deuxième semestre de 2025. Les travaux d'installation des tubes de liaison supérieurs et médians se poursuivent aussi, qui comprennent notamment l'installation de 960 nouveaux tubes de liaison en deux volets, en commençant par les tubes de liaison supérieurs et médians, suivis des tubes de liaison inférieurs. Dans le cadre de la réfection, OPG poursuit également la remise en état du générateur à turbine de l'unité 4, qui comprend la révision du générateur à turbine et l'installation de la mise à niveau des systèmes de commande de turbine qui doivent être terminées au deuxième semestre de 2025.

Le total des coûts du projet, y compris l'incidence de la pandémie de COVID-19, devrait être conforme aux coûts budgétés de 12,8 milliards de dollars.

Projet de sécurité du barrage de la centrale Smoky Falls

OPG a presque achevé 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 a permis 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 2024, les deux nouvelles vannes à glissières ont été mises en service en avance sur l'échéancier. La fermeture en béton de la vanne de vidange à l'ouest a également été menée à terme, de même que l'enlèvement de la superstructure et des vannes de vidange à l'ouest. Des travaux de construction importants ayant été terminés au cours de l'exercice, le projet est passé aux étapes de remise en état et de fermeture du site qui se poursuivront en 2025. Le projet devrait être réalisé selon le budget approuvé de 390 millions de dollars.

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. Les activités d'ingénierie et de conception ont été achevées en 2024, et la préparation du terrain a continué de progresser avec l'installation de la plupart des fondations de sous-station et des tranchées à câbles. Le NHC devrait être achevé en 2026.

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. Après l'achèvement des travaux de conception et l'acquisition d'équipement essentiel, les travaux de construction sur place ont commencé en 2024, notamment l'aménagement de fondations pour l'équipement essentiel. Le projet devrait être achevé en 2026 et sera exploité en vertu d'une entente de capacité de 21 ans conclue avec la SIERE.

Pour obtenir un complément d'information sur le projet d'agrandissement de la centrale à cycle combiné à la centrale Napanee, il y a lieu de se reporter à la rubrique *Faits nouveaux importants* sous *Agrandissement de la centrale à cycle combiné Napanee*.

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2024 est présenté ci-dessous.

Projet	Dépenses d'investissement		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État actuel
(en millions de dollars)	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Réfection de la centrale Darlington	987	11 190	12 800 ¹	Unité 4 – 2026	L'unité 1 a été remise en service en novembre 2024. La réfection de l'unité 4 progresse comme prévu et est au volet Réassemblage. Le projet respecte le budget.
Réaménagement de la centrale hydroélectrique Kakabekka Falls	34	39	519	2028	La phase d'exécution du projet a commencé en novembre 2024 et progresse comme prévu. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants – Excellence des projets sous Réaménagement des centrales hydroélectriques</i> .
Atura Power – Projets de développement	206	288	1 500 ²	Niagara Hydrogen Centre – 2026 Napanee BESS – 2026 Projet d'agrandissement de la centrale Napanee à cycle combiné – 2028	Les activités d'ingénierie et de conception pour le projet Niagara Hydrogen Centre ont été réalisées au cours de l'exercice. Les travaux additionnels de préparation du terrain continuent de progresser. Après l'achèvement des travaux de conception et l'acquisition d'équipement essentiel du projet Napanee BESS, les travaux de construction sur place progressent comme prévu. Les activités d'ingénierie, de conception et d'obtention de permis dans le cadre du projet d'agrandissement de la centrale Napanee progressent comme prévu, et l'acquisition d'équipement essentiel est achevée. Le budget approuvé devrait être respecté.

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

² Le budget total du projet d'environ 1,5 milliard de dollars vise les projets Niagara Hydrogen Centre, Napanee BESS et d'agrandissement de la centrale Napanee à cycle combiné.



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, engagés de façon prudente et qu'ils doivent être recouverts 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.

	RCP	Capitaux propres ¹	Base tarifaire			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022 - 2026		2023	2024	2025	2026
Production nucléaire réglementée ²	8,66 %	45 %	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 été prises en compte dans le calcul des tarifs de base réglementés de l'hydroélectricité 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, de sorte que la base tarifaire totale approuvée atteindra 13,0 milliards de dollars d'ici 2026.

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, y compris la réfection et le réaménagement de centrales pour veiller à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation. 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 nouveaux 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.

En 2024, la CEO a procédé à une instance sur le coût du capital générique visant à examiner la méthode de détermination des paramètres du coût du capital et la structure du capital présumée aux fins de l'établissement des tarifs des services publics, cet examen ayant été réalisé auparavant par la CEO en 2009. OPG participe à l'instance. L'issue de l'instance devrait être connue en 2025.

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. 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 aux États-Unis sont également assujetties à des ententes d'approvisionnement en énergie et en capacité et que des contrats à plus long terme sont privilégiés lorsqu'ils sont considérés avantageux du point de vue financier, la majorité des centrales d'OPG aux États-Unis tirent à l'heure actuelle leurs revenus des marchés de gros au comptant de l'électricité. Bien que les revenus tirés des 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 fournis par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) et l'Office ontarien de financement (OOF), des agences provinciales, les placements privés et autres ententes de financement de projet.

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 2024, 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 2024, 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 2024, 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 mai 2024, 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*.

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

En mars 2023, le gouvernement du Canada a annoncé des crédits d'impôt remboursables pour les investissements dans l'énergie propre. Le crédit d'impôt à l'investissement (CII) pour les technologies propres et le CII dans l'hydrogène propre ont été adoptés au deuxième trimestre de 2024. Le CII dans les technologies propres prévoit un crédit d'impôt remboursable de 30 %, et le CII dans l'hydrogène propre prévoit un crédit d'impôt remboursable entre 15 % et 40 % selon l'intensité de carbone du projet, et les deux crédits sont offerts aux entités assujetties à l'impôt fédéral. Si certaines conditions de travail ne sont pas respectées, ces crédits remboursables sont réduits de 10 %. Les entités d'OPG assujetties à l'impôt fédéral effectuant des investissements admissibles pourraient avoir droit au CII dans les technologies propres et au CII dans l'hydrogène propre.

L'avant-projet de loi pour le crédit d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre, qui prévoit un crédit d'impôt remboursable de 15 % pour les entités exemptées de l'impôt fédéral, y compris OPG, a été publié par le gouvernement du Canada en août 2024. Le projet de loi a été abrogé au moment de la prorogation du Parlement en janvier 2025. Certains projets d'OPG devraient être admissibles à un CII dans l'énergie propre si ce crédit fait l'objet d'une mesure législative. La Société continue de surveiller les faits nouveaux à l'égard du CII dans l'énergie propre.

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, 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. Le 29 décembre 2022, le gouvernement ontarien a porté en appel la décision devant la Cour d'appel de l'Ontario. 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. Par suite de cette décision, la Province a abrogé la loi 124 dans son intégralité.

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. En 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. En juin 2023, la CEO a rendu une décision et une ordonnance refusant la requête d'OPG. En 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 sa décision rendue en 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.

Croissance et transformation

En tirant parti des possibilités commerciales, OPG cherche à devenir un chef de file de la transition énergétique 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. 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 de façon continue 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. 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.

Nouveaux projets nucléaires

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.

OPG se prépare en vue du développement possible de nouveaux grands réacteurs en Ontario, ce qui consiste à préparer l'information relative au site Wesleyville afin d'explorer de nouvelles possibilités de projets nucléaires avec les collectivités locales et les Premières Nations, comme l'a annoncé la Province en janvier 2025, ainsi qu'à continuer d'évaluer les autres sites existants de la Société pour déterminer s'ils se prêtent à la production d'énergie nucléaire. OPG a également commencé les évaluations préliminaires des technologies de grands réacteurs nucléaires à sa disposition, sous réserve de la participation des collectivités locales et des Premières Nations et du succès du processus de délivrance de permis. Les coûts liés à ces activités sont comptabilisés dans un compte réglementaire existant aux fins de recouvrement futur, sous réserve de l'examen par la CEO.

Services d'organisation de gestion de projets nucléaires

En juin 2024, Canadian Nuclear Partners S.A. (CNPSA), une filiale de Laurentis Energy Partners, filiale à part entière d'OPG, a conclu une entente-cadre avec S.N. Nuclearelectrica S.A., une entreprise roumaine spécialisée dans l'énergie nucléaire. En vertu de l'entente, CNPSA fournira les services d'organisation de gestion de projets requis en vue de la préparation et de la mise en œuvre du projet de réfection de l'unité 1 à la centrale nucléaire Cernavoda, en Roumanie, notamment la gestion du projet, une assistance technique et la formation du personnel.

Dessaisissement de Global First Power Partnership

En août 2024, OPG a conclu une entente de séparation aux termes de laquelle elle a cédé sa participation dans Global First Power Limited et Global First Power Limited Partnership à USNC-Power, Ltd.

Fin du projet d'installation de stockage hydroélectrique par pompe Marmora

En 2024, OPG a mis fin au partenariat avec Northland Power Inc. portant sur un projet de 400 MW à Marmora, en Ontario, dont Northland Power Inc. est devenu le seul promoteur.

Désinvestissement du Ivy Charging Network

Ivy Charging Network (Ivy), une coentreprise constituée par OPG et une filiale de Hydro One Limited (Hydro One), a continué de détenir et d'exploiter des bornes de recharge rapide de véhicules électriques en Ontario en 2024, et, à la fin de l'exercice, comptait 81 bornes de recharge et 154 bornes de recharge rapide en service.

Au premier trimestre de 2025, OPG a conclu une entente de désinvestissement dans sa participation dans Ivy en faveur de Hydro One. La transaction a été clôturée au cours du même trimestre.

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 janvier 2025, OPG a conclu une entente avec Magna International Inc. (Magna), un important fournisseur mondial de pièces automobiles, visant la fourniture de CEP provenant de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck. La majeure partie du produit tiré de la vente des CEP sera versée au Fonds pour l'électricité de l'avenir de la Province, ce qui permettra de réduire les coûts au profit des consommateurs d'électricité en soutenant le développement de nouveaux projets d'énergie propre en Ontario.



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*.

Perspectives

Rendement d'exploitation

OPG prévoit que le bénéfice net de 2025 sera supérieur à celui de 2024, en raison surtout de la hausse de la production d'électricité nucléaire prévue en 2025 étant donné que trois unités de la centrale Darlington seront pleinement opérationnelles pendant l'exercice complet et que le calendrier de maintenance cyclique de la centrale Darlington compte moins de jours d'interruption planifiée, ces facteurs étant contrebalancés par la fin des activités commerciales de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Pickering en 2024.

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 2025, conformément à 2024. 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 2025 peuvent subir l'incidence de facteurs macroéconomiques et d'événements géopolitiques à l'échelle mondiale, y compris l'imposition de tarifs et d'autres restrictions commerciales, 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) conclu entre OPG et la Province, 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, garantis 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 2024, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé d'environ 47 %, compte tenu du taux de rendement garanti fourni par la Province, et le Fonds distinct pour combustible irradié, d'environ 10 %, 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 de 2022).

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement d'OPG pour l'exercice 2025 devraient totaliser environ 5 milliards de dollars. Les prévisions annuelles en matière de dépenses d'investissement sont plus élevées qu'en 2024, principalement en raison de l'état d'avancement des projets importants, y compris les activités de la phase de définition de la réfection prévue des unités 5 à 8 de la centrale Pickering, du lancement prévu des activités de construction du premier PRN au site du NPND, sous réserve de l'obtention de l'approbation réglementaire de la CCSN et des autres approbations requises, de la réalisation des projets de réaménagement et de réfection des centrales hydroélectriques et de la progression des projets de réaménagement d'Atura Power.

Les prévisions de dépenses d'investissement peuvent être touchées par la finalisation des budgets des projets et par le calendrier de l'obtention des approbations des projets, ainsi que par des facteurs macroéconomiques et des événements géopolitiques, y compris l'incidence éventuelle de l'imposition de tarifs et d'autres restrictions commerciales, comme il est précisé ci-après à la rubrique *Gestion des risques*.

Financement et liquidités

En 2025, la Société prévoit une hausse des flux de trésorerie générés par ses activités d'exploitation par rapport à 2024, principalement en raison d'une augmentation de la production d'électricité nucléaire prévue en 2025. Les flux de trésorerie des activités d'exploitation en 2025 seront aussi touchés par les volumes de production d'électricité aux centrales hydroélectriques qui dépendent des conditions hydrologiques. Compte tenu du programme de dépenses d'investissement prévu, OPG prévoit que les sources de financement existantes continueront à satisfaire ses besoins de financement et à fournir les liquidités nécessaires en 2025. 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 en tenant compte des critères ESG, mais également à ce qu'elle soit rentable. En tant que plus grand fournisseur d'énergie propre à faibles émissions de carbone 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 incidence sur le plan environnemental, favorisent la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), augmentent la résilience des activités 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 ESG et de développement durable.

Le plus récent Rapport ESG et annuel intégré d'OPG se trouve sur le site Web de la Société, au 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. 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 2024, 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 mesure de performance pour 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	2024	2023
Fréquence des blessures consignées (<i>blessures par 200 000 heures</i>)	0,23	0,18
Fréquence des blessures graves (<i>blessures graves par 200 000 heures</i>)	0,02	0,00

¹ La performance vise OPG et ses filiales.

En 2024, la fréquence des blessures consignées et le taux de fréquence des blessures graves d'OPG ont augmenté légèrement par rapport à 2023. Pour renforcer sa performance en matière de sécurité, 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 aussi 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	2023 % de la limite légale annuelle ¹	μSv	2022 % de la limite légale annuelle ¹
Centrale Darlington	0,7	<0,1 %	0,6	<0,1 %
Centrale Pickering	1,5	0,2 %	1,9	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 2024 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2025, elles ne devraient pas différer considérablement de celles observées pour 2023.

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 pour OPG, à l'exclusion des filiales;
- 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 2024 en ce qui a trait aux déversements, aux infractions environnementales, aux émissions de carbone 14 dans l'air, au volume de déchets de faible activité et de moyenne activité générés et aux émissions de tritium dans l'air et dans l'eau. Aucun incident environnemental important n'est survenu en 2024.

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 2024, 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 2024, OPG et ses partenaires des activités de conservation ont planté environ 533 000 arbres et arbustes indigènes.

Le 17 décembre 2024, le gouvernement du Canada a publié la version définitive du Règlement sur l'électricité propre (REP). À compter de 2035, le REP établira des limites sur les émissions de dioxyde de carbone provenant des installations de production d'électricité d'une capacité de production de 25 MW ou plus qui utilisent des combustibles fossiles et qui sont raccordées à un réseau électrique assujetti aux normes de la North American Electric Reliability Corporation. Les centrales à cycle combiné Lennox, Atikokan et Atura Power d'OPG doivent s'enregistrer dans le cadre du REP avant la fin de 2025. OPG évalue l'incidence de ce règlement sur ses centrales thermiques et continuera de suivre l'évolution de la situation relativement au REP.

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 continue de surveiller l'élaboration des normes de communication volontaire de l'information financière concernant la durabilité et le changement climatique qui est mesurable et pertinente pour les investisseurs et les autres parties prenantes, y compris les normes du Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité et celles du Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité. 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, *Information liée aux questions climatiques*. 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 de ses actifs et du secteur de l'électricité en général comme moyen d'atténuation des changements climatiques. Pour ce faire, elle continue d'intégrer l'adaptation aux changements climatiques et leur atténuation à titre de priorités pour l'ensemble de l'entreprise et de principes clés 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 publié en 2020, la Société énonce son ambition de devenir un chef de file nord-américain en matière d'énergie propre et un catalyseur de la transition énergétique efficace à l'échelle de l'économie. 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 :

- Devenir une entreprise carboneutre d'ici 2040
- Soutenir la décarbonation de l'ensemble de l'économie d'ici 2050

Pour atteindre 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 dans le but d'exercer des activités durables et résilientes et d'investir 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 des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. OPG continue également de faire progresser les projets visant à accroître la capacité de production de ses centrales de production hydroélectrique et elle étudie les possibilités de nouveaux aménagements hydroélectriques. Par l'intermédiaire de ses filiales, OPG soutient l'électrification du secteur des transports de l'Ontario, préparant le terrain pour la production d'hydrogène à faible teneur en carbone et construisant un système de stockage d'énergie à batteries connecté au réseau. OPG a l'intention d'examiner et de mettre à jour régulièrement le plan en matière de changements climatiques à la lumière de ses initiatives actuelles en la matière ainsi que des modifications de la politique gouvernementale, des avancées technologiques et de l'offre et de la demande prévues d'électricité.

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.

La stratégie d'OPG qui oriente ses priorités en matière d'adaptation 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.

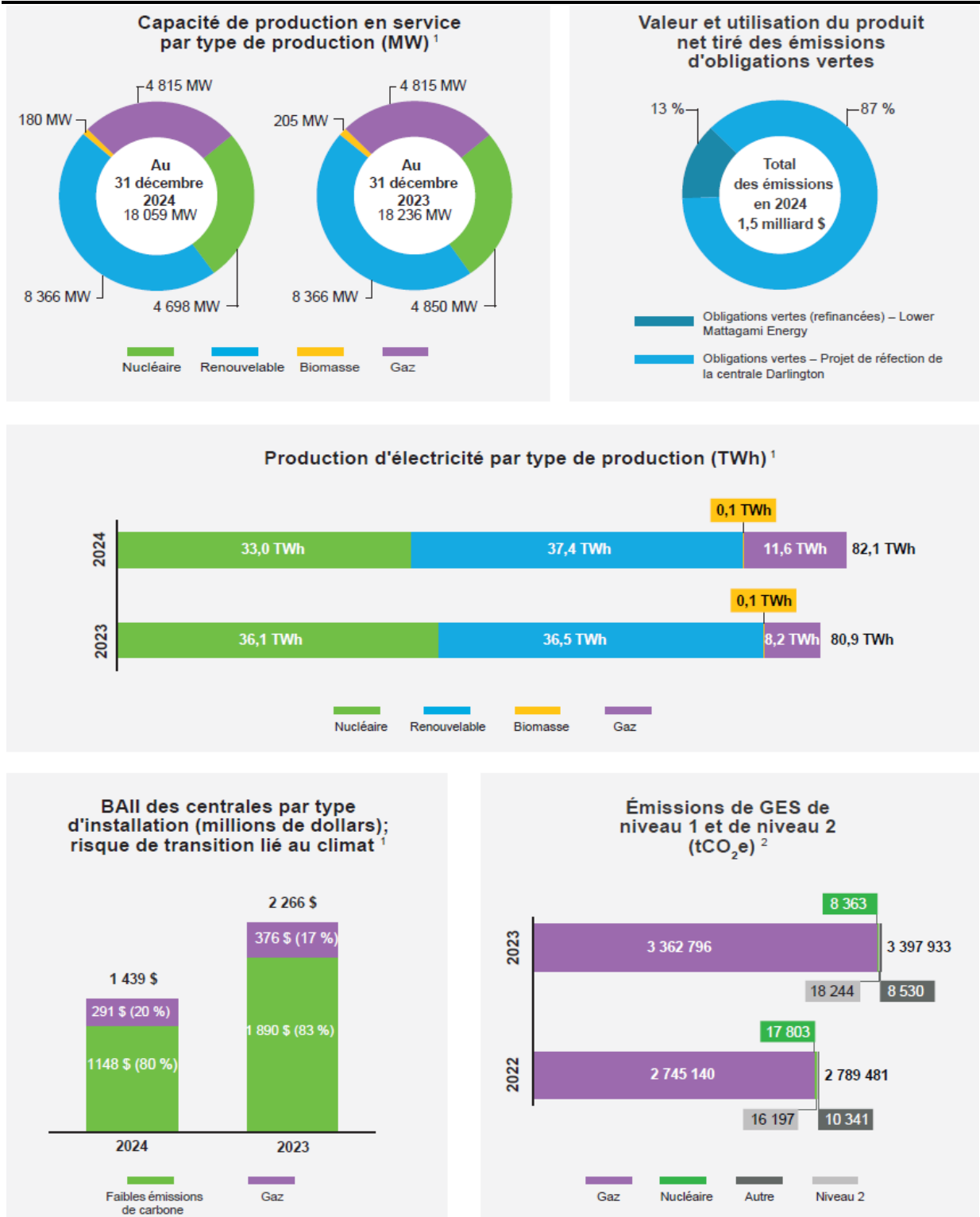
Tarification du carbone interne

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* du gouvernement fédéral canadien prescrit la tarification du carbone au moyen d'un système de tarification fondé sur le rendement pour les établissements industriels et une redevance sur les combustibles pour les achats de combustibles fossiles non exemptés, ainsi qu'une augmentation de 15 \$ la tonne par année de la tarification fédérale des émissions d'équivalent dioxyde de carbone (éq. CO₂), la faisant passer de 65 \$ en 2023 à 170 \$ en 2030. Le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario est aligné 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 ne devrait pas avoir d'incidence financière importante sur la Société.

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. 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.

<i>Capacité de production en service par type de production</i> ¹	Au 31 décembre 2024, la capacité totale de production en service découlant de sources à faibles émissions de carbone et de production au gaz naturel a diminué par rapport au 31 décembre 2023. La diminution est principalement attribuable à la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Pickering qui ont été mises à l'arrêt de façon définitive respectivement le 1 ^{er} octobre 2024 et le 31 décembre 2024. La diminution a été compensée en partie par la remise en service de l'unité 1 de la centrale Darlington le 27 novembre 2024 après sa réfection. Les sources à faibles émissions de carbone continuent de représenter la majeure partie de la capacité de production en service totale d'OPG.
<i>Production d'électricité par type de production</i> ²	La production d'électricité à partir de sources à faibles émissions de carbone pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a représenté environ 86 % de la production totale d'OPG en 2024, contre 90 % en 2023. La diminution est imputable surtout à la baisse de la production du secteur Production nucléaire réglementée, en raison du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à la centrale Darlington et de la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 de la centrale Pickering, ainsi que de la hausse de la production du secteur Atura Power en raison de l'augmentation de la demande d'électricité provenant 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 diminué en 2024 par rapport à 2023, en raison surtout de la baisse des revenus imputable à l'augmentation de la production dans le secteur Production nucléaire réglementée et de la baisse du bénéfice du secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre. Pour un complément d'information, se reporter aux rubriques <i>Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité – Production nucléaire réglementée</i> et <i>Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité – Production hydroélectrique visée par contrats et autre</i> .
<i>Valeur et utilisation du produit net tiré des placements d'obligations vertes</i>	En juin 2024, LME, filiale à part entière d'OPG, a clôturé dans le cadre d'un placement privé l'émission de 200 millions de dollars d'obligations vertes, dont le produit net a été utilisé pour refinancer les dettes de LME venant à échéance en juin 2024. En juin 2024, OPG a émis des obligations vertes de 1 milliard de dollars dans le cadre de son programme de billets à moyen terme et, en septembre 2024, OPG a réouvert ces émissions en vue d'obtenir 300 millions de dollars additionnels. Le produit de ces émissions a servi à financer ou à refinancer des projets écologiques admissibles au sens défini dans le cadre de financement durable d'OPG. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants</i> sous <i>Vigueur financière – Obligations vertes</i> . Le cadre de financement durable d'OPG se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com .
<i>Émissions de GES de niveau 1 – Directes et taux d'émissions atmosphériques</i> ⁴	La mesure des émissions de GES de niveau 1 détermine les émissions directes d'éq. CO ₂ des activités thermiques et nucléaires et des autres centrales d'OPG. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, 3 362 796 d'éq. CO ₂ (2 745 140 tonnes d'éq. CO ₂ en 2022) ont été émises par les activités thermiques, soit plus de 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 2023 était principalement attribuable à la hausse de la production d'électricité des centrales à cycle combiné d'Atura Power. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, OPG a émis en moyenne 41,7 grammes d'éq. CO ₂ par kilowattheure (kWh) sur la base de sa production totale d'électricité (35,3 grammes par kWh en 2022).
<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 de l'achat de production d'électricité des fournisseurs de services publics. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, environ 18 244 tonnes d'éq. CO ₂ (16 197 tonnes d'éq. CO ₂ en 2022) ont été émises selon les achats d'énergie. La hausse des émissions d'éq. CO ₂ en 2023 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 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.

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.

Fort 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. 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 d'OPG.

En 2024, OPG a reçu le Prix de réalisation pour l'équité en emploi, catégorie Innovation, décerné par le gouvernement du Canada. Ce prix récompense les efforts d'OPG pour la mise en œuvre de l'équité en matière d'emploi en milieu de travail, ce qui témoigne de l'engagement d'OPG à l'égard des valeurs d'innovation et d'inclusion.

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, 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. Au troisième trimestre de 2024, OPG a réalisé un exercice d'analyse comparative de ses groupes de ressources pour les employés afin de mieux comprendre les pratiques exemplaires et de cerner les possibilités d'améliorer l'engagement et l'efficacité de ces structures.

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 de ces groupes 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	2024 ³	2023 ³
Femmes	27,7 %	24,6 %	24,0 %
Autochtones	2,3 %	2,5 %	2,1 %
Personnes racialisées	23,9 %	22,9 %	19,3 %
Personnes handicapées	8,5 %	7,2 %	6,2 %

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 2023, car celles de 2024 n'ont pas encore été publiées.

³ En 2024, les données sur la représentation au sein de l'effectif ont été élargies pour inclure les employés temporaires. Aux fins de comparaison, les données sur la représentation au sein de l'effectif de 2023 ont été mises à jour pour inclure aussi les employés temporaires.

En 2024, OPG a continué de promouvoir les mesures proactives d'équité en matière d'emploi qui soutiennent le recrutement et l'avancement des membres des groupes désignés, et a mené des activités de sensibilisation ciblées pour accroître le taux de réponse des employés au recensement sur l'équité en matière d'emploi d'OPG. Ces efforts ont contribué à une augmentation de la représentation au sein de l'ensemble de l'effectif des quatre groupes désignés en 2024 par rapport à 2023. OPG reconnaît également que des écarts de représentation persistent à divers échelons d'emploi et s'engage à continuer de bâtir une main-d'œuvre à l'échelle de l'organisation qui reflète les collectivités dans lesquelles elle offre des services.

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 2024 :

	Femmes	Total
Administrateurs	6 54,5%	11
Diversité d'administrateurs ¹		>50 %
Dirigeants ²	4 44,4 %	9
Équipe de leadership de l'entreprise ³	6 54,5 %	11
Équipe de la haute direction ⁴	25 34,7 %	72

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

² Membres de la direction d'OPG désigné comme 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 En 2024, l'équipe de la haute direction a été élargie pour inclure les vice-présidents ou les postes équivalents, qui ne relèvent pas 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 sont 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 Conseil canadien pour le commerce autochtone dans le cadre du programme Accréditation de partenariat en relations autochtones, 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	2024	2023
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 de dollars)	263	261

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 :

- Le 25 mai 2024, OPG a présenté des excuses officielles aux dirigeants de la Première Nation Wahnapiatae ainsi qu'à ses membres pour les répercussions historiques créées lors de la construction du barrage du lac Wanapitei, il y a plus de 100 ans. La cérémonie d'excuses faisait partie d'un processus de règlement des griefs passés qu'OPG et la Première Nation Wahnapiatae ont conclu par la signature d'une entente de règlement finale en 2013. Dans le cadre de l'entente de règlement finale, OPG et la Première Nation Wahnapiatae devaient achever la protection des berges de la collectivité avant que les excuses ne soient présentées.
- OPG collabore activement avec de nombreuses nations et collectivités autochtones qui ont des droits ou des intérêts ancestraux, issus de traités ou inhérents sur les terres et les territoires sur lesquels le NPND est situé. Des réunions bimensuelles ont eu lieu tout au long de 2024 afin de s'assurer que les Premières Nations ayant des droits issus de traités reconnus avaient accès à l'information et étaient en mesure d'avoir une incidence sur les résultats du projet.

Un accès accru pour les Autochtones aux possibilités d'emploi et de devenir fournisseurs demeure l'un des engagements clés dont fait état le plan d'action de réconciliation d'OPG. Son élément central est le programme de possibilités des Autochtones d'OPG, qui a souligné sa septième année d'existence en 2024. Grâce à une 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.

En 2024, OPG a lancé le processus interfonctionnel visant à élaborer une nouvelle stratégie pour le programme de possibilités des Autochtones, en s'appuyant sur les commentaires d'anciens participants au programme, des communautés autochtones et des parties prenantes, ainsi que sur les tendances sectorielles. Au 31 décembre 2024,

le programme dépassait son objectif annuel de 10 %, plaçant 55 participants dans des rôles d'employés dans le cadre du programme de possibilités des Autochtones. Depuis le lancement du programme en 2018, 180 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 2024, OPG a accordé des contrats de ce type, évalués à environ 170 millions de dollars, à des entreprises et à des partenariats autochtones. Depuis le lancement du plan d'action de réconciliation d'OPG en 2021, OPG a accordé des contrats évalués à environ 370 millions de dollars à des entreprises autochtones, soit environ 37 % 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 2024, 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. 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 à tarifs non réglementés 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. 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, y compris la production d'hydrogène faible en carbone, les systèmes de stockage d'énergie à batteries et l'agrandissement de centrales à cycle combiné.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2024	2023
<i>Production d'électricité (en TWh)</i>	33,0	36,1
Revenus	3 798	4 277
Charges liées au combustible	288	269
Marge brute	3 510	4 008
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 474	2 410
Impôts fonciers	25	25
Autres pertes	9	-
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	1 002	1 573
Amortissement	665	527
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	337	1 046

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 709 millions de dollars en 2024 en regard de celui de 2023.

La baisse du bénéfice sectoriel découle principalement de la diminution de 324 millions de dollars des revenus imputable à une baisse de 3,1 TWh de la production d'électricité et de la diminution de 146 millions de dollars des revenus à la baisse des tarifs réglementés de base pour l'énergie nucléaire approuvée par la CEO et entrés en vigueur en 2024.

La hausse de 64 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et la baisse de 64 millions de dollars des montants reportés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs ont également contribué à la diminution du bénéfice. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration est imputable surtout à l'augmentation des dépenses liées aux travaux de maintenance cycliques et aux autres travaux de maintenance prévus réalisés par suite du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington, compensée en partie par une baisse des charges par suite du nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering. La diminution du bénéfice sectoriel a été compensée en partie par une hausse de 48 millions de dollars des montants comptabilisés comme étant recouvrables auprès des clients à partir du compte d'écarts visant la prolongation de l'exploitation de Pickering B dans le cadre de la production d'électricité perdue attribuable aux activités associées à la prolongation de l'exploitation commerciale des unités 5 à 8 de la centrale Pickering jusqu'en septembre 2026, avant les travaux de réfection planifiés.

L'augmentation des charges de rémunération en 2024 découlant de la ratification d'un renouvellement de trois ans de la convention collective conclue entre le PWU et OPG en novembre 2024 a été contrebalancée par l'augmentation des charges de rémunération comptabilisées en 2023 en raison de l'incidence sur les conventions collectives d'OPG de la décision de la Cour concernant la loi 124, et des décisions ultérieures de la CEO rendues en 2023 refusant la requête d'OPG visant l'établissement d'un compte d'écarts réglementaire pour comptabiliser l'incidence de ces coûts.

La hausse de l'amortissement de 101 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, compte non tenu de l'amortissement lié au recouvrement et au remboursement des soldes du compte réglementaire autorisé par la CEO, est attribuable surtout à l'augmentation de la charge d'amortissement comptabilisée en raison de la mise en service des immobilisations, notamment la remise en service de l'unité 3 et de l'unité 1 de la centrale Darlington par suite des travaux de réfection réalisés respectivement en juillet 2023 et en novembre 2024, et à la baisse des charges d'amortissement comptabilisées à titre de montants recouvrables auprès des clients dans des comptes réglementaires.

Une augmentation des revenus en 2024 reflétant l'incidence des nouveaux avenants tarifaires liés à l'utilisation des comptes réglementaires en vertu de la décision et de l'ordonnance de la CEO rendues en juin 2024 approuvant l'entente de règlement de 2024, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2024, a été en grande partie contrebalancée par une augmentation correspondante de la charge d'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés pour les soldes des comptes réglementaires.

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

	2024	2023
Jours d'interruption planifiée		
Centrale Darlington ¹	118,3	11,8
Centrale Pickering	295,6	371,2
Jours d'interruption non planifiée		
Centrale Darlington ¹	88,3	20,9
Centrale Pickering	76,6	76,1

¹ Le nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée ne tient pas compte des interruptions dans les unités pendant toute la période au cours de laquelle elles font l'objet de travaux de réfection. Ainsi, l'unité 3 et l'unité 1 de la centrale Darlington ont été exclues du nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée durant la période de leur réfection, soit respectivement du 3 septembre 2020 au 17 juillet 2023 et du 15 février 2022 au 27 novembre 2024. L'unité 4 de la centrale Darlington a été exclue des mesures étant donné que les travaux de réfection y ont commencé le 19 juillet 2023.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Darlington en 2024 qu'en 2023 s'explique par l'incidence du calendrier de maintenance cyclique de la centrale et d'autres travaux prévus de maintenance effectués sur l'unité 2 de la centrale au premier semestre de l'exercice.

Le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2024 qu'en 2023 s'explique par l'incidence du calendrier de maintenance cyclique de la centrale et d'autres travaux prévus de maintenance effectués à la centrale en 2023.

Le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à la centrale Darlington en 2024 qu'en 2023 s'explique essentiellement par les travaux non routiniers de maintenance de la turbogénératrice à l'unité 2 de la centrale au quatrième trimestre de 2024 et les travaux de réparation du générateur de vapeur de l'unité 3 de la centrale au premier semestre de 2024.

Le nombre de jours d'interruption non planifiée à la centrale Pickering en 2024 a été comparable à celui de 2023.

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

	2024	2023
Facteur de capacité des unités de production (%) ^{1,2}		
Centrale Darlington	74,6	97,0
Centrale Pickering	83,3	80,7

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 diminué en 2024 par rapport à 2023, en raison surtout du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée et non planifiée. La hausse du facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering en 2024 par rapport à 2023 s'explique par le nombre moins élevé de jours d'interruption planifiée.

Services nucléaires durables réglementés

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2024	2023
Revenus	185	203
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	185	203
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	1 210	1 167
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations	(1 102)	(1 057)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(108)	(110)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 2 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. La diminution s'explique principalement par la hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires, contrebalancée en grande partie par une hausse de la charge au titre de la désactualisation sur les passifs 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 déclassement et le Fonds pour combustible irradié étaient surcapitalisés en 2024 et en 2023, 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)	2024	2023
Production d'électricité (en TWh)	32,5	31,4
Revenus ¹	1 571	1 485
Charges liées au combustible	335	327
Marge brute	1 236	1 158
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	413	391
Impôts fonciers	1	1
Autres pertes	11	9
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	811	757
Amortissement	227	181
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	584	576

¹ Pour 2024 et 2023, 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 28 millions de dollars et de 15 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 des conditions de production excédentaire de l'énergie de base.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 8 millions de dollars en 2024 en regard de celui de 2023. L'augmentation du bénéfice s'explique surtout par la hausse des revenus sectoriels, attribuable en grande partie au nombre moins élevé de pannes ayant eu une incidence sur la production des centrales hydroélectriques réglementées en 2024 et à la hausse des paiements liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité, qui a été en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration découlant principalement de l'augmentation des activités de maintenance planifiées.

Une augmentation des revenus en 2024, reflétant l'incidence des nouveaux avenants tarifaires liés à l'utilisation des comptes réglementaires en vertu de la décision et de l'ordonnance de la CEO rendues en juin 2024, en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2024, approuvant l'entente de règlement de 2024, a été en grande partie contrebalancée par une augmentation correspondante de la charge d'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés pour les soldes des comptes réglementaires.

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

	2024	2023
Disponibilité hydroélectrique (%) ¹	85,8	85,4

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 2024 est comparable à celle de 2023.

Production hydroélectrique visée par contrats et autre

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2024	2023
<i>Production d'électricité (en TWh)</i>	5,0	5,2
Revenus	815	815
Charges liées au combustible	59	58
Marge brute	756	757
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	307	274
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	9	8
Impôts fonciers	18	18
Autres pertes	6	4
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	416	453
Amortissement	174	165
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	242	288

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 46 millions de dollars en 2024 en regard de celui de 2023. La diminution s'explique principalement par la baisse du bénéfice des activités aux États-Unis, surtout attribuable à des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration reflétant les activités de développement des affaires pour les projets de production d'énergie solaire à la suite de l'acquisition de Lightstar en janvier 2024, et à une hausse de l'amortissement. La hausse de l'amortissement découlait essentiellement d'un ajustement de l'amortissement comptabilisé au deuxième trimestre de 2024 en lien avec le reclassement de centrales hydroélectriques aux États-Unis des actifs détenus en vue de la vente aux immobilisations corporelles et actifs incorporels.

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 :

	2024	2023
Disponibilité hydroélectrique (%) ^{1, 2}	80,8	85,9
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques (%) ²	3,8	1,8

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 2024 par rapport à 2023, 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 en 2024 par rapport à 2023, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée aux centrales Lennox et Atikokan.

Secteur Atura Power

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2024	2023
<i>Production d'électricité (en TWh)</i>	11,6	8,2
Revenus	871	789
Charges liées au combustible	367	320
Marge brute	504	469
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	98	80
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	2	2
Impôts fonciers	2	3
Autres pertes (gains)	1	(93)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement	401	477
Amortissement	125	121
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	276	356

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a diminué de 80 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. Cette diminution a trait surtout à la reprise d'un passif éventuel comptabilisé au quatrième trimestre de 2023 lié à une entente de règlement conclue en 2021 dans le cadre de l'acquisition de centrales à cycle combiné. La diminution a été compensée en partie par une hausse de la marge brute découlant de l'augmentation de demande pour la production d'électricité provenant des centrales à cycle combiné. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration découle de l'intensification des activités de maintenance des centrales à cycle combiné.

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

	2024	2023
Disponibilité thermique (%) ¹	86,4	89,5

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 thermique des centrales à cycle combiné a diminué au 31 décembre 2024 par rapport au 31 décembre 2023, en raison surtout d'une interruption planifiée à la centrale Halton Hills.

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 2024 et 2023 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période	1 481	1 595
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 211	2 538
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 668)	(2 969)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 326	320
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	13	(3)
Diminution nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(118)	(114)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	1 363	1 481

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont analysés à la rubrique *Faits saillants*, sous *Aperçu des résultats*.

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 699 millions de dollars en 2024 en comparaison de ceux de 2023, en raison principalement de la hausse des dépenses d'investissement, surtout du secteur Production nucléaire réglementée, et de l'acquisition de Lightstar le 31 janvier 2024. L'augmentation a été contrebalancée en partie par l'achat 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 2024, l'encours de la dette à long terme s'établissait à 11 707 millions de dollars, y compris une tranche de 604 millions de dollars échéant à moins d'un an. L'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2024 s'établissait à 215 millions de dollars.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'investissement ont augmenté de 1 006 millions de dollars en 2024 en comparaison de ceux de 2023, en raison principalement de l'émission d'obligations vertes de 1,3 milliard de dollars en vertu du programme de billets à moyen terme de la Société en 2024. L'augmentation a été compensée en partie par la hausse des remboursements de dette à long terme et par la baisse des émissions nettes de dette à court terme en 2024.

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2024 :

(en millions de dollars)		Montant
Facilités bancaires :		
Siège social ^{1, 2}		1 211
Siège social ¹	Dollars américains	750
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ³		460
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales	Dollars américains	20
Office ontarien de financement ²		1 250
Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario 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 2024 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)	2024	2023
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	215	200
Total de la dette à court terme	215	200
Lettres de crédit	504	525
Garanties ¹	30	32

¹ Au 31 décembre 2024, 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 2024, des lettres de crédit totalisant 504 millions de dollars avaient été émises. Au 31 décembre 2024, ce montant comprenait une tranche de 314 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, une tranche de 60 millions de dollars à l'égard de Lower Mattagami Energy Limited Partnership, une tranche de 51 millions de dollars aux fins générales du siège social, une tranche de 45 millions de dollars à l'égard d'Atura Power, une tranche de 19 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, une tranche de 14 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)	2024	2023
Billets à moyen terme à payer	5 950	4 650
Billets de premier rang à payer aux termes de la SFIEO et des facilités de crédit du siège social	2 859	2 822
Financement de projets	2 916	2 877
Autres	25	25
Total de la dette à long terme ¹	11 750	10 374

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 2024 et 2023, 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 2024 et 2023, 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 2024 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	218	186	172	143	109	343	1 171
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	125	128	-	-	-	-	253
Remboursement sur la dette à long terme	604	674	530	269	505	9 168	11 750
Intérêts sur la dette à long terme	439	421	410	392	379	5 153	7 194
Remboursement sur la dette à court terme	215	-	-	-	-	-	215
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	163	-	-	-	-	-	163
Engagements liés aux projets de développement d'Atura Power ²	503	132	-	16	-	-	651
Engagements liés à la réfection de la centrale Pickering et au NPND ²	229	-	-	-	-	-	229
Permis d'exploitation	57	57	64	62	51	105	396
Obligations en vertu de contrats de location simple	15	14	11	4	3	36	83
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 890	9	10	9	10	278	2 206
Autres	50	71	49	33	20	89	312
Total	4 508	1 692	1 246	928	1 077	15 172	24 623

¹ Représentent les cotisations aux régimes de retraite estimatives correspondant à la période visée par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2024. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2027 au plus tard. Les obligations de capitalisation après le 1^{er} janvier 2027 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs.

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, garanti 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 2024, OPG et ses filiales en propriété exclusive comptaient environ 11 030 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 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 2024, ce syndicat représentait environ 5 180 employés à temps plein et temporaires, soit 47 % 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 20 novembre 2024, les membres du syndicat du PWU ont ratifié le renouvellement d'une convention collective de trois ans négociée par les parties, couvrant la période du 1^{er} avril 2024 au 31 mars 2027.

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. Le 19 juillet 2024, le renouvellement d'une convention collective de deux ans venant à échéance le 16 novembre 2025 a été ratifié par les employés représentés par PWU à la centrale Brighton Beach. La convention collective couvrant les employés représentés par le PWU des autres centrales d'Atura Power a pris fin le 31 décembre 2024, et des négociations pour le renouvellement de la convention collective sont en cours. La convention collective de deux ans entre le PWU et LEP a pris fin le 28 février 2025, et des négociations pour le renouvellement de la convention collective sont en cours.

- Society – Au 31 décembre 2024, ce syndicat représente environ 4 000 employés à temps plein et temporaires, soit 36 % 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 en vigueur entre Society et OPG vient à échéance le 31 décembre 2025.

En 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. Les discussions se poursuivent entre les parties et deux autres auditions sont prévues en septembre 2025.

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. Les négociations pour le renouvellement de ces conventions collectives se poursuivent : 11 conventions ont été finalisées, 1 est en attente de ratification et 9 sont en attente de négociation. Toutes les conventions renouvelées devraient avoir une durée de cinq ans, couvrant la période du 1^{er} mai 2025 au 30 avril 2030. 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 2024 d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
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> .	36 131	33 460
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets <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.	22 412	21 563
Dette à long terme <i>(tranche à court terme et tranche à long terme)</i> L'augmentation est principalement imputable aux émissions aux termes du programme de billets à moyen terme et des facilités de crédit du siège social de la Société, déduction faite des remboursements de dette à la SFIEO.	11 707	10 342
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des 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.	26 042	25 386
Passifs au titre des régimes de retraite La diminution s'explique principalement par l'excédent des rendements réels des actifs des régimes de retraite par rapport aux frais d'intérêts sur les passifs en 2024 et par la réévaluation des passifs à la fin de 2024 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation.	46	883

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 2024 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 et de l'Électrification 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 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 recouverts ou remboursés au moyen des tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés qui sont attribués aux secteurs à tarifs réglementés et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour 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 approuvant la proposition 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 de 2021 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. 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. L'entente de règlement de 2021 et l'entente de règlement de 2024 prévoyaient 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 et au 31 décembre 2022, respectivement, sans ajustement.

De l'avis de la Société, les résultats susmentionnés 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 2022, soient 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 déclassement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires liés aux installations existantes. Le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et certains frais de stockage du combustible 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 provisoire des déchets de faible activité et de moyenne activité et de stockage du combustible nucléaire irradié engagés pendant l'exploitation des centrales ne sont généralement pas remboursés 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. La Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la Fiducie en vertu de la LDCN), un fonds en fiducie établi par OPG à titre de propriétaire de combustible nucléaire irradié pour financer certains coûts de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié en vertu de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) (LDCN), fait partie du Fonds distinct pour combustible irradié, et toute partie du fonds qui ne se trouve pas dans la Fiducie en vertu de la LDCN peut être appliquée aux cotisations annuelles requises de la Fiducie.

Fonds distinct de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds distinct de déclassement. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le rendement qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif comptabilisé pour le fonds dans le bilan consolidé est égal au coût estimatif du passif d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. De plus, OPG comptabilise la tranche de l'excédent qu'elle peut placer dans le Fonds distinct pour combustible irradié, ce qu'elle peut faire lorsque l'excédent est tel que les passifs sous-jacents, comme définis dans le dernier plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 120 %. Dans ce cas, OPG peut placer, au moment de l'approbation d'un plan de référence nouveau ou modifié, jusqu'à 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 % dans le Fonds distinct de combustible irradié, et la SFIEO a droit à une distribution d'un montant égal. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est capitalisé à au moins 120 %, OPG comptabilise un résultat de 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %, jusqu'à concurrence du montant correspondant à la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié.

Le montant à payer à la Province relativement au Fonds distinct de déclassement pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds était inférieur à la cible de rendement, si un plan de référence en vertu de l'ONFA nouveau ou modifié 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 a dépassé 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 sous-jacents, 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 du fonds 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 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 Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) et des filiales de la Société, lesquelles sont toutes consolidées dans les résultats financiers d'OPG. Certaines filiales de la Société offrent un régime d'épargne à cotisations déterminées aux employés admissibles, dans le cadre duquel employeurs et 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 2024, la perte actuarielle nette non amortie (le gain actuariel net non amorti) et les coûts (crédits) des services passés non amortis pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les avantages complémentaires de retraite totalisaient un gain net de 23 millions de dollars (perte nette de 664 millions de dollars au 31 décembre 2023). La perte actuarielle nette non amortie (le gain actuariel net non amorti) et les coûts (crédits) des prestations au titre des services passés non amortis au 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(340)	180	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation du corridor	853	1 057	40	38	(259)	(251)
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette amortissable	(9)	-	57	49	(428)	(435)
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	504	1 237	97	87	(687)	(686)
Coûts (crédits) des prestations non amortis au titre des services passés	11	(5)	-	-	52	31

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 cette partie recouvrable ou remboursable, 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 2024 était d'environ 4,7 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation d'environ 4,6 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2023.

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 2024, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2024. Les obligations de capitalisation annuelle estimatives tenant compte de 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 2024 et des hypothèses démographiques conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a procédé, en 2024, 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 2024, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2024.

La situation du régime de retraite agréé, aux fins comptables, s'est améliorée, passant d'un déficit de 522 millions de dollars au 31 décembre 2023 à un excédent de 337 millions de dollars au 31 décembre 2024. Cette hausse s'explique principalement par l'excédent du rendement réel des actifs des régimes de retraite par rapport aux frais d'intérêts sur les passifs en 2024 et par la réévaluation des obligations au titre des prestations à la fin de 2024 pour tenir compte de la hausse des taux d'actualisation.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 770 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 2 848 millions de dollars au 31 décembre 2024. Cette hausse s'explique principalement par les frais d'intérêts sur les passifs en 2024.

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 2024, 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 %	(40)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	40	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(13)	(1)	(10)
Diminution de 0,25 %	14	1	11
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	60	2	1
Diminution de 0,25 %	(54)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	16	4	1
Diminution de 0,25 %	(15)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	66
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(50)

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 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 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.

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. Le plan de gestion adaptative progressive prévoit la gestion permanente à long terme du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur après avoir mené un processus collaboratif de communication et de consultation de la population canadienne visant à sélectionner un site géologique convenable conjointement avec une collectivité informée et prête à devenir hôte.

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 2024 comprenaient des hypothèses de stratégie de cession conceptuelle à long terme conformes à la stratégie recommandée par la SGDN pour la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada, comme indiqué dans sa stratégie intégrée pour les déchets radioactifs qui a été préparée à la demande du gouvernement du Canada puis 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 et la petite quantité de déchets de haute activité autres que le combustible 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 un dépôt géologique en profondeur par la SGDN.

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

- la valeur actuelle des coûts de déclassement des centrales 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 nucléaires;
- 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 déchets 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.

La dernière mise à jour complète des estimations des coûts de base des passifs nucléaires a été effectuée en décembre 2021 et est incluse dans le plan de référence de 2022. 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 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 dans les passifs nucléaires et les 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 importante sur le bénéfice net de 2024, l'incidence connexe sur les charges étant largement compensée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2024, il était établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des installations nucléaires devrait avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2024, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actuelle s'établissaient à 25 773 millions de dollars (25 116 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs associés aux passifs nucléaires d'OPG en dollars de 2024 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2025	2026	2027	2028	2029 Par la suite	Total
Dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires ¹	814	849	597	499	374 47 050	50 183

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 269 millions de dollars au 31 décembre 2024 (270 millions de dollars au 31 décembre 2023). 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 351 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 cybersécurité, la chaîne d'approvisionnement, la sécurité au travail, la fiabilité de l'équipement, les ressources humaines, le changement climatique, les exigences réglementaires et la gestion des urgences.

Cybersécurité Les incidents de cybersécurité pourraient compromettre la disponibilité et l'intégrité des systèmes d'information et la protection des renseignements personnels d'OPG, ce qui pourrait avoir une incidence sur la production d'électricité, la sécurité du public et des employés et la réputation de la Société. Les cybermenaces mondiales s'intensifient et les tensions géopolitiques et l'utilisation de l'intelligence artificielle par des auteurs de menaces à des fins malveillantes accentuent les risques. OPG dispose d'un programme de cybersécurité assorti de politiques et stratégies lui permettant de détecter, d'intervenir et de se remettre d'incidents. OPG évalue continuellement son profil de risque lié à la cybersécurité et améliore les mesures de protection, la formation de la main-d'œuvre et la gestion des tiers pour faire face à l'évolution des menaces.

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
- 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'approvision-
nement

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 compte tenu du nombre limité de fournisseurs qualifiés, et les risques liés aux fournisseurs pourraient avoir une incidence sur les activités d'OPG et sur la réalisation d'importants programmes d'investissement. Cela comprend les projets de développement et de réfection d'OPG, qui exigent l'engagement de fournisseurs expérimentés dont les capacités de servir OPG et d'autres clients importants simultanément pourraient être limitées, et ce, compte tenu de l'accent accru mis sur la transition énergétique et la sécurité énergétique au Canada et dans le monde. Ces contraintes pourraient avoir une incidence sur les initiatives de croissance d'OPG.

OPG atténue ces risques, dans la mesure du possible, au moyen des mesures suivantes :

- négociation de contrats visant à obtenir des conditions d'approvisionnement mutuellement acceptables;
- partenariats programmatiques avec des fabricants d'équipement d'origine;
- suivi des fournisseurs, y compris les tableaux de bord et la gestion des relations avec les fournisseurs;
- achat anticipé de matériaux à longs délais;
- diversification des fournisseurs et plans de continuité des activités.

Dans le cadre du programme de capacité de la chaîne d'approvisionnement d'OPG, nous avons intensifié les activités 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. OPG cherche également à s'assurer que les fournisseurs disposent de stratégies appropriées, y compris une planification de la relève efficace, de manière à pouvoir respecter les échéances de leur contrat tout au long des projets. OPG doit aussi composer avec des risques qui touchent l'ensemble du secteur et liés à l'inflation, à la disponibilité des matériaux et aux tensions géopolitiques, y compris le risque lié aux différends commerciaux qui pourraient également perturber les chaînes d'approvisionnement ou entraîner des hausses de coûts. Pour en savoir plus sur le risque lié aux différends commerciaux, se reporter à la rubrique intitulée *Tarifs douaniers et autres restrictions commerciales*.

Tarifs douaniers
et autres
restrictions
commerciales

L'imposition possible de tarifs douaniers et d'autres restrictions commerciales pourrait entraîner des perturbations de la chaîne d'approvisionnement et une hausse des coûts d'approvisionnement. Les différends commerciaux pourraient également avoir une incidence sur la demande d'électricité en Ontario, tant en raison de la baisse de la production économique que de la possibilité de restrictions sur le commerce de l'énergie entre le Canada et les États-Unis.

	Un différend commercial persistant entre le Canada et les États-Unis est susceptible de modifier structurellement l'économie canadienne, de déprécier le dollar canadien à court terme et d'avoir une incidence sur l'inflation et les coûts de financement. Les activités, les projets, les initiatives de croissance et la situation financière d'OPG pourraient s'en trouver affectés. OPG surveille et gère les risques susmentionnés en collaborant avec ses partenaires fournisseurs, en négociant des modalités contractuelles applicables aux nouveaux achats, en examinant les stratégies d'approvisionnement et en évaluant et en gérant les risques liés à l'approvisionnement auprès de pays étrangers. OPG collabore également de manière proactive avec les gouvernements fédéral et provinciaux canadiens et les groupes industriels afin d'identifier et de déterminer les répercussions sur les matériaux et équipements essentiels nécessaires à l'entretien et à la construction des infrastructures électriques.
Relations de travail	Au 31 décembre 2024, environ 83 % 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. Pour plus de renseignements sur les conventions collectives, se reporter à la rubrique <i>Faits nouveaux importants</i> sous <i>Excellence opérationnelle – Convention collective avec le Power Workers' Union</i> et à la rubrique <i>Situation de trésorerie et sources de financement</i> sous <i>Obligations contractuelles – Conventions collectives</i>.
Santé et sécurité	Les activités d'OPG comportent divers risques de sécurité au travail qui lui sont propres et qui pourraient nuire à l'atteinte des objectifs de la Société touchant la santé et la sécurité. OPG est résolue à s'améliorer continuellement en appliquant un système de gestion de la sécurité et en continuant de favoriser une solide culture en matière de santé et de sécurité parmi les employés et les entrepreneurs. Le système de gestion de la sécurité permet à la Société de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et l'exposition des employés et des entrepreneurs aux risques. La Société travaille aussi avec des tiers stratégiques pour réaliser la comparaison et l'audit du système. Ces activités veillent à s'assurer que le système de gestion de la sécurité donne les résultats escomptés et tire parti au maximum de la possibilité d'intégrer des améliorations au programme.
Fin de vie des actifs de production	Des dommages importants aux composantes et aux systèmes des centrales, ou une détérioration de ceux-ci, pourraient accélérer la fin de vie des actifs de production. Le déclassement plus tôt que prévu d'une unité de production ou d'une centrale pourrait entraîner une diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG, une dépréciation d'actifs ou une réduction de la valeur, 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. Les risques inhérents à la poursuite des activités commerciales d'une centrale ou d'une unité en fin de vie prévue comprennent : • la découverte de conditions imprévues; • des pannes de matériel; • le taux de dégradation de composantes clés d'une centrale; • la nécessité de modifications importantes à la centrale. 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.

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.

Condition des
actifs et
variabilité de la
production

L'incertitude associée à la production d'électricité par les centrales d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. La détérioration des composantes ou des systèmes des centrales peut être considérablement plus élevée que prévu ou se manifester de façon inattendue. 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 :

- 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 d'inspections, il a été déterminé que les principaux séparateurs-déshumidificateurs de toutes les unités de la centrale Darlington 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 a recours à un programme qui compte sur l'expérience acquise et de solides pratiques de gestion des risques alors qu'elle continue le remplacement des principaux séparateurs-déshumidificateurs des unités de la centrale de Darlington. Une stratégie a également été mise en place pour régler le problème de dégradation des séparateurs-déshumidificateurs secondaires au moyen d'inspections planifiées et de réparations limitées des séparateurs-déshumidificateurs secondaires. 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 – la centrale Darlington*.

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, tout en faisant face aux incidences sur la main-d'œuvre de

la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 et de l'unité 4 de la centrale Pickering et de la transition à la réfection prévue des unités 5 à 8 de la centrale Pickering.

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.

Déchets 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 déclassement.

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 permanente à long terme du combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur. Le 28 novembre 2024, la SGDN a annoncé avoir choisi la Nation ojibwée de Wabigoon Lake et le canton d'Ignace, en Ontario, comme communautés hôtes du futur site du dépôt géologique en profondeur du Canada pour le combustible nucléaire irradié. La SGDN fait maintenant progresser le projet dans le processus de prise de décision réglementaire, les opérations de dépôt géologique en profondeur devant débuter entre 2040 et 2045.

En octobre 2023, le gouvernement du Canada a accepté la stratégie intégrée pour les déchets radioactifs présentée par la SGDN, y compris la recommandation 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 en profondeur dont la mise en œuvre sera assurée par la SGDN. En janvier 2024, la CCSN a accordé à Laboratoires Nucléaires Canadiens un permis l'autorisant à construire la première installation de gestion des déchets près de la surface au Canada, sur le site de Chalk River, à Deep River, en Ontario, dans le but de stocker de façon permanente des déchets irradiés solides de faible activité.

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. 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.

Changements climatiques et phénomènes météo- rologiques 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 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.

Les risques et occasions liés à la loi sur les changements climatiques sont présentés à la rubrique *Risques liés au maintien de la vigueur financière – Modifications aux lois et aux règlements*. Pour plus de renseignements sur les mesures prises par OPG face aux conséquences des changements climatiques, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Environnement Les activités et les centrales d'OPG sont assujetties à des obligations de conformité environnementale dans les territoires où elles exercent leurs activités. Ces obligations concernent la protection des terres, de l'eau, de l'air, des organismes vivants et des systèmes naturels. Le défaut de se conformer aux lois et règlements environnementaux applicables, notamment la violation des limites réglementaires à l'égard des émissions, pourrait donner lieu à des mesures coercitives, à des mesures de remise en état ou à la restriction des activités. Des changements aux obligations de conformité peuvent donner lieu à de nouvelles exigences et à une hausse des coûts. OPG compte sur un système de gestion environnementale pour s'acquitter de ses responsabilités environnementales en Ontario. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

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

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. Les importantes variations des conditions météorologiques, y compris l'incidence des changements climatiques et les conditions extrêmes qui en découlent, peuvent avoir une incidence sur les débits d'eau. Les changements à long terme dans les tendances de précipitations, la quantité, la température de l'eau et la température de l'air ambiant peuvent avoir une incidence sur la disponibilité de l'eau et, par conséquent, sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée d'OPG, 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.

L'Ontario continue d'afficher une production de base excédentaire quand l'offre d'électricité est supérieure à la demande, y compris les exportations d'électricité à l'extérieur de la Province. 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.

Conformité réglementaire OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements publiés par différentes entités dans les territoires où elle mène ses activités, dont la CCSN, la CEO, la SIERE et la FERC.

L'incertitude associée à la conformité à la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux modifications des codes techniques et aux désaccords exprimés par certaines personnes lors d'audiences réglementaires, particulièrement en ce qui a trait à la sécurité, à l'environnement et aux mesures d'urgence. La conformité à ces exigences pourrait ajouter des coûts différentiels aux coûts d'exploitation, notamment pour le remplacement

ou la modification de composantes ou pour de nouvelles exigences liées à la gestion des déchets nucléaires. Dans certains cas, des exigences additionnelles découlant de changements dans l'interprétation de règlements techniques ou de nouvelles situations pourraient donner lieu à un effort accru de la part de la Société.

L'exploitation de la majorité des centrales hydroélectriques d'OPG aux États-Unis est autorisée par la FERC, ce qui comprend l'émission de permis pour des centrales plus grandes dont la durée 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*.

Poursuite des
activités et
gestion des
situations
d'urgence

OPG peut être exposée à des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine, y compris à des événements importants pour lesquels elle ne serait pas pleinement assurée ou indemnisée. Ces risques pourraient causer l'interruption des activités, 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. En outre, il y a des risques associés à la perte de fournisseurs clés, comme il est expliqué plus en détail à la rubrique *Risques pouvant compromettre l'excellence opérationnelle – Chaîne d'approvisionnement*.

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 sur les projets actuels et futurs d'OPG, y compris le projet de réfection de la centrale Darlington, la réfection et l'agrandissement des générateurs de centrales hydroélectriques, la mise en œuvre du NPND et la réfection prévue des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. OPG court le risque que les gens de métier compétents choisissent de travailler sur d'autres projets que les siens, ce qui minerait la capacité de la Société à achever ses projets en respectant l'échéancier, le budget et le degré de qualité requis. 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 projets, le cas échéant, en créant de nouvelles sources de recrutement 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.
Réfection de la centrale Darlington	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 par la CEO. En outre, si les objectifs du projet n'étaient pas atteints, cela pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile des unités après leur réfection. Avec trois des quatre unités ayant été remises en service à ce jour, OPG continue d'avoir recours à un programme qui compte sur l'expérience acquise en vue de son application pour les travaux réalisés sur la réfection de l'unité finale. OPG continue également d'avoir 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.
Petits réacteurs modulaires (PRM)	OPG accélère le déploiement des PRM pour répondre aux besoins futurs en électricité, le NPND faisant progresser la construction du premier PRM commercial à l'échelle du réseau. 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. 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 déchets nucléaires additionnels. Les stratégies d'atténuation des risques comprennent la planification et la surveillance rigoureuses des projets, l'achèvement de la conception technique sous la supervision d'OPG, la mise en œuvre d'un modèle intégré de réalisation de projets avec des partenaires, et la participation significative des collectivités autochtones et des parties prenantes. Le Règlement de l'Ontario 53/05 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 par la CEO.

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.

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 après leur fermeture planifiée en 2026. En janvier 2025, la Province a annoncé qu'elle approuvait le plan d'OPG visant la réalisation de l'étape de la définition du projet. Ce projet complexe présente des risques inhérents liés au coût, au calendrier et de nature réglementaire, qui continueront d'être gérés selon l'approche d'OPG en matière de gestion de projets. Dans le cadre de l'étape de la définition, OPG réalisera une estimation des coûts et un calendrier de haute qualité pour le projet, progressera au niveau des activités d'ingénierie détaillée, poursuivra les travaux d'approvisionnement et de sous-traitance, continuera d'optimiser l'étendue du projet et élaborera le plan d'exécution du projet. OPG tirera également parti des leçons 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.

Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique intitulée *Faits nouveaux importants – Excellence des projets – Réfection de la centrale Pickering*.

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés aux facteurs macroéconomiques, à la réglementation des tarifs, aux marchés des marchandises, 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 à des risques en raison des variations dans le marché de l'électricité et du renouvellement des contrats d'approvisionnement en énergie. Les tensions et les conflits géopolitiques pourraient accroître un certain nombre de ces risques en ayant des incidences à long terme sur les marchés des marchandises, des capitaux et de l'électricité, ainsi que sur la politique gouvernementale. Des variations de facteurs économiques ou dans le marché de l'électricité peuvent amener OPG à prendre des décisions d'investissement, de désinvestissement ou d'abandon d'investissements afin de maintenir ou d'améliorer sa solidité financière à long terme.

Modifications aux lois et règlements Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois et aux règlements dans les territoires où la Société mène ses activités. Les questions assujetties à la réglementation comprennent, entre autres, les 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, le commerce et la fiscalité, y compris les programmes de crédit d'impôt à l'investissement. 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.

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 du Canada vise à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En 2021, le gouvernement du Canada 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 décembre 2024, le gouvernement du Canada a déposé le règlement sur l'électricité propre qui pourrait 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 lié à la transition énergétique et entend adapter son plan en matière de changements climatiques en tenant compte de l'évolution des politiques gouvernementales, 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 *Environnement et changements climatiques*.

Comme indiqué à la rubrique *Activités de base et perspectives* sous la rubrique *Vigueur financière – Crédits d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre du gouvernement fédéral*, OPG surveille l'évolution de la situation au sein du gouvernement du Canada en ce qui concerne le projet pour le crédit d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre, dont l'avant-projet de loi a été abandonné avec la prorogation du parlement en janvier 2025. Dans le cas où OPG ne serait pas admissible à ces crédits d'impôt ou à d'autres mécanismes semblables, la Société devrait alors utiliser d'autres sources de financement en vue de réaliser certains des investissements prévus dans des projets d'énergie propre.

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 liés aux activités 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 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.

Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires 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 la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

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 2024, 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 *Perspectives*.

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 en tenant compte des 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 et de l'Électrification, 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, aux dessaisissements d'actifs ou autres transactions, à la structure financière et du capital, et à d'autres questions. 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, dans la mesure du possible, 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, pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs ontariens, ou pour répondre aux différends commerciaux et aux autres tensions géopolitiques.

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 prudentielles de la SIERE, les intervenants sur le marché sont tenus de fournir des garanties visant à couvrir les fonds qu'ils pourraient devoir sur le 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 2024 :

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	49	84	5	70
SIERE ⁴	6	607	1	507
Autres	29	3	2	1
Total	84	694	8	578

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 liés aux activités 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.

	2025	2026	2027
Besoins en combustible estimatifs (%) ¹	78	77	88

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, ainsi que les émissions de dette, sont surtout libellés en dollars américains. Pour gérer ce risque, OPG peut avoir 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 2024, 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 peut avoir recours 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 intervenants sur le marché, les activités concurrentielles des intervenants sur le marché, la demande d'électricité, y compris les exportations hors de l'Ontario, 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.

En octobre 2024, la SIERE a approuvé les règles du marché et la conception requises pour rendre opérationnel le programme de renouvellement du marché, une initiative de la SIERE visant à redéfinir le marché de l'électricité en Ontario. Selon la SIERE, le nouveau marché de l'électricité sera lancé le 1^{er} mai 2025. 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 à certains processus d'affaires courants et aux systèmes de technologie de l'information, démarche qui fait l'objet d'initiatives de gestion du changement. Les travaux progressent comme prévu.

L'entente de règlement de 2024 prévoit des mécanismes réglementaires visant à traiter les effets attendus du programme de renouvellement du marché de la SIERE sur les centrales à tarifs réglementés d'OPG jusqu'à la date de prise d'effet des tarifs de base réglementés découlant de la prochaine demande d'OPG auprès de la CEO. Le programme de renouvellement du marché ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net d'OPG.

Production
visée par
contrats

Les centrales de la Société situées en Ontario qui sont exploitées aux termes d'une CAE avec la SIERE 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 ou 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 des 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, les titulaires de droits et les partenaires.

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

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités autochtones. Ces plaintes peuvent découler de projets ou d'activités d'aménagement d'installations de production, d'activités liées à l'exploitation actuelle d'OPG, y compris la gestion des déchets nucléaires, et d'exploitations passées du prédécesseur d'OPG, qui peuvent avoir eu une incidence sur les droits des collectivités autochtones ou leurs droits issus de traités.

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 et pour établir des partenariats commerciaux liés au développement d'une nouvelle production. 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.

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)	2024		2023	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	18	-	16	-
Services	-	9	-	11
Dividendes	5	-	5	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	1 137	-	646
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	1 459	-	820
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	118	-	114
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	223	-	216
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	88	-	94
Impôts sur les bénéfices	-	377	-	526
Impôts fonciers	-	13	-	13
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 473	-	6 694	-
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs	33	-	33	-
	6 529	3 424	6 748	2 440

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 2024 et 2023, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province, soit respectivement 10 236 millions de dollars et 7 640 millions de dollars.

Les soldes entre OPG et ses parties liées au 31 décembre s'établissent comme suit :

(en millions de dollars)	2024	2023
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	3	4
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	608	623
Fair Hydro Trust	4	4
Province d'Ontario	1	-
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	902	905
Titres de capitaux propres		
Actions d'Hydro One	159	164
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	3	2
SFIEO	85	82
Province d'Ontario	10	8
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	-	1
Dettes à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 100	2 500

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 2024, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 740 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 603 millions de dollars au 31 décembre 2023) et 8 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (4 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, le régime de retraite agréé d'OPG détenait 327 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (336 millions de dollars au 31 décembre 2023) et 9 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (5 millions de dollars au 31 décembre 2023). Ces obligations et ces bons du Trésor de la province d'Ontario sont négociés en Bourse et sont évalués à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

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

La 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 2024 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 2024.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trois mois clos les 31 décembre	
	2024	2023
Revenus	1 838	1 894
Charges liées au combustible	289	272
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	833	817
Dotation aux amortissements	335	284
Désactualisation des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	307	293
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(280)	(268)
Autres charges (gains), montant net	38	(91)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	316	587
Intérêts débiteurs, montant net	42	17
Charge d'impôts	42	116
Bénéfice net	232	454
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	228	450
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	4	4

¹ Renvoie à ce qui suit : la participation de 25 % d'Amisk-oo-Skow Finance Corporation, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership, la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation, propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership, les 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 les 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 228 millions de dollars, contre 450 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2023. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est élevé à 316 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2024, en baisse de 271 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 2023.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du BAIL :

- Diminution nette de 147 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée liée à la baisse de 0,9 TWh de la production d'électricité et de la diminution des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires à compter de 2024. La baisse de la production d'électricité était prévue du fait surtout de la fin de l'exploitation commerciale de l'unité 1 à la centrale Pickering le 1^{er} octobre 2024. Une augmentation des revenus reflétant l'incidence des nouveaux avenants tarifaires liés à l'utilisation des comptes réglementaires en vertu de la décision et de l'ordonnance de la CEO rendues en juin 2024 approuvant l'entente de règlement de 2024, en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2024, a été en grande partie contrebalancée par une augmentation correspondante de la charge d'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés pour les soldes des comptes réglementaires;
- Baisse de 82 millions de dollars du BAIL du secteur Atura Power, en raison surtout de la reprise d'un passif éventuel auparavant comptabilisé 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 augmenté de 25 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024 par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2023, principalement en raison de la hausse des intérêts sur la dette à long terme de la Société imputable aux émissions d'obligations en 2024.

La charge d'impôts a diminué de 74 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024 par rapport à celle du trimestre correspondant de 2023. La diminution s'explique principalement par l'incidence de la baisse du bénéfice avant impôts.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2024 et 2023 s'est établie comme suit :

(en TWh)	Trois mois clos les 31 décembre	
	2024	2023
Production nucléaire réglementée	8,3	9,2
Production hydroélectrique réglementée	7,9	7,8
Production hydroélectrique visée par contrats et autre ¹	1,2	1,2
Atura Power	3,0	2,6
Total de la production d'électricité d'OPG	20,4	20,8

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.

La diminution de 0,4 TWh de la production d'électricité totale d'OPG au quatrième trimestre de 2024, par rapport à celle du trimestre correspondant de 2023, est surtout imputable à la diminution de 0,9 TWh de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en raison de la cessation, le 1^{er} octobre 2024, de l'exploitation commerciale de l'unité 1 de la centrale Pickering, compensée en partie par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées à la centrale Pickering, et la hausse de la production du secteur Atura Power, principalement en raison de la hausse de la demande pour la production d'électricité des centrales à cycle combiné.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 35,0 TWh au quatrième trimestre de 2024, contre 34,5 TWh au quatrième trimestre de 2023. La demande d'électricité en Ontario ne tient pas compte des exportations d'électricité 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 2024 ont atteint 429 millions de dollars, comparativement à 657 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. La diminution a découlé surtout de la baisse des revenus du secteur Production nucléaire réglementée et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, essentiellement compensées par la hausse des revenus du secteur Production hydroélectrique réglementée et la baisse des versements des acomptes provisionnels d'impôts sur les bénéfices.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 ont atteint 992 millions de dollars, comparativement à 906 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Cette augmentation est attribuable surtout à la hausse des dépenses d'investissement de la réfection de la centrale Pickering et au NPND dans le secteur Production nucléaire réglementée au quatrième trimestre de 2024.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 ont augmenté de 129 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2023. L'augmentation découle d'un remboursement net de dette à court terme, principalement compensé par la hausse du nombre d'émissions nettes de dette à long terme.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS ET ANNUELS

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>	2024	2023	2022
Revenus	7 187	7 434	7 349
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	988	1 741	1 636
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	3,60 \$	6,34 \$	5,96 \$
Total de l'actif	68 976	65 688	62 343
Total des passifs à long terme	44 044	42 434	41 259
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	274,6	274,6	274,6

Informations financières trimestrielles

Trimestres clos en 2024					
<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 (en TWh)	20,4	21,7	18,9	21,1	82,1
Revenus	1 838	1 891	1 691	1 767	7 187
Bénéfice net	232	383	166	225	1 006
Moins : Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	4	6	4	18
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	228	379	160	221	988
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	0,83 \$	1,38 \$	0,58 \$	0,80 \$	3,60 \$

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 (en 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 <i>(en dollars)</i>	1,64 \$	1,62 \$	1,52 \$	1,56 \$	6,34 \$

Tendances

La production d'électricité et les résultats financiers trimestriels du secteur Production nucléaire réglementée d'OPG 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 et, par conséquent, leur production d'électricité ne suit pas les variations de la demande dans le cadre du raccordement de production décentralisée au réseau de distribution.

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 dans le cadre du raccordement de production décentralisée au réseau de distribution. Ces variations de la demande 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. L'incidence financière de la perte de la production d'électricité hydroélectrique du secteur Production hydroélectrique réglementée dans des conditions de production excédentaire est atténuée par un compte réglementaire.

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 fluviaux. L'incidence financière de la variabilité des débits d'eau pour le secteur Production hydroélectrique réglementée est atténuée par les comptes réglementaires.

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 avec la SIERE.

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 rénovation au cours de la période.

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, pondérée 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 sur une moyenne de trois ans consécutifs.

Autres indicateurs clés

OPG a également relevé certaines mesures de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité, lesquelles sont décrites à la rubrique *Questions environnementales, sociales, de gouvernance et de développement durable*.

Mesures de la performance financière 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, la charge 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 2024



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.

Nicolle Butcher (signé)

Président et chef de la direction

Aida Cipolla (signé)

*Chef des finances et responsable des
services aux entreprises*

Le 4 mars 2025

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. et de ses filiales (la Société), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2024 et 2023, 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 2024 et 2023, ainsi que des résultats consolidés de ses activités 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 environnemental, social et de gouvernance et annuel intégré, 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   tats financiers consolidés

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

Lors de la préparation des   tats 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   tats financiers consolidés

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les   tats 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   tats 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   tats 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 acqu  rons 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   tats 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 planifions et réalisons l'audit du groupe afin d'obtenir des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et des unités fonctionnelles du groupe pour fonder une opinion sur les états financiers consolidés. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la revue des travaux effectués aux fins de l'audit du groupe, 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.

/s/ Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Toronto (Canada)
Le 4 mars 2025

Comptables professionnels agréés,
experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>		
	2024	2023
Revenus	7 187	7 434
Charges liées au combustible	1 049	974
Marge brute	6 138	6 460
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	3 318	3 136
Amortissement (<i>note 6</i>)	1 270	1 071
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (<i>note 11</i>)	1 221	1 178
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (<i>note 11</i>)	(1 102)	(1 057)
Impôts fonciers	50	48
	4 757	4 376
Bénéfice avant autres pertes (gains), intérêts et impôts sur les bénéfices	1 381	2 084
Autres pertes (gains)	19	(114)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 362	2 198
Intérêts débiteurs, montant net (<i>note 9</i>)	186	103
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 176	2 095
Charge d'impôts (<i>note 12</i>)	170	336
Bénéfice net	1 006	1 759
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	988	1 741
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	18	18
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire (<i>en dollars</i>) (<i>note 18</i>)	3,60	6,34

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Bénéfice net	1 006	1 759
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 13)		
Gain actuariel (perte actuarielle), 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	41	(109)
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	(2)	(4)
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	(5)	4
Gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ⁴	1	11
Écart de conversion	173	(45)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	208	(143)
Résultat étendu	1 214	1 616
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	1 196	1 598
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	18	18

¹ Déduction faite d'une charge d'impôts de 13 millions de dollars et d'un recouvrement d'impôts de 36 millions de dollars, respectivement, pour 2024 et 2023.

² Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de néant et de 1 million de dollars, respectivement, pour 2024 et 2023.

³ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars et d'une charge d'impôts de 2 millions de dollars, respectivement, pour 2024 et 2023.

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant et de 4 millions de dollars, respectivement, pour 2024 et 2023.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 006	1 759
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 6)	1 270	1 071
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1 221	1 178
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	(1 102)	(1 057)
Coût des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 14)	361	370
Charge d'impôts reportés (note 12)	39	82
Actifs réglementaires et passifs réglementaires	(23)	(230)
Autres pertes (gains)	22	(104)
Autres	(19)	18
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(529)	(436)
Remboursement des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	252	198
Cotisations à la caisse de retraite et débours au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires	(342)	(300)
Variation nette des autres actifs à long terme et des autres passifs à long terme	116	103
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 22)	(61)	(114)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 211	2 538
Activités d'investissement		
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels (note 20)	(3 537)	(2 901)
Acquisition de Lightstar Renewables et de Lightstar Operations One (note 4)	(131)	-
Achat d'une propriété immobilière pour le nouveau siège social de la Société (note 24)	-	(102)
Produits de la vente d'un emplacement immobilier secondaire	-	34
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 668)	(2 969)
Activités de financement		
Émission de dette à court terme (note 10)	2 960	970
Remboursement de dette à court terme (note 10)	(2 945)	(835)
Émission de dette à long terme (note 9)	1 930	244
Remboursement de dette à long terme (note 9)	(603)	(43)
Placements des participations sans contrôle	3	3
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(19)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 326	320
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions	13	(3)
Diminution nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(118)	(114)
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de l'exercice	1 481	1 595
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de l'exercice	1 363	1 481

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre		
<i>(en millions de dollars)</i>		
	2024	2023
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie, équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions (<i>note 5</i>)	1 363	1 481
Titres de capitaux propres (<i>note 21</i>)	159	164
Montants à recevoir de parties liées (<i>note 21</i>)	616	631
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (<i>note 11</i>)	283	68
Stocks de combustible	297	295
Matières et fournitures	145	106
Actifs réglementaires (<i>note 7</i>)	540	143
Charges payées d'avance	292	321
Autres actifs à court terme	388	342
	4 083	3 551
Immobilisations corporelles (<i>note 6</i>)	51 290	47 339
Moins : amortissement cumulé	15 159	13 879
	36 131	33 460
Actifs incorporels (<i>note 6</i>)	1 029	802
Moins : amortissement cumulé	439	310
	590	492
Goodwill (<i>note 8</i>)	230	168
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (<i>note 11</i>)	22 129	21 495
Prêt à recevoir d'une partie liée (<i>note 21</i>)	902	905
Matières et fournitures à long terme	355	382
Actifs réglementaires (<i>note 7</i>)	4 367	5 078
Participations dans des entités sous influence notable	52	53
Autres actifs à long terme	137	104
	27 942	28 017
	68 976	65 688

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2024	2023
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	2 068	1 729
Dette à court terme (note 10)	215	200
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 9)	604	603
Passifs réglementaires (note 7)	246	131
	3 133	2 663
Dette à long terme (note 9)	11 103	9 739
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 11)	26 042	25 386
Passifs au titre des régimes de retraite (note 14)	46	883
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 14)	2 716	2 641
Créditeurs et charges à payer à long terme	382	247
Revenus constatés d'avance	355	364
Impôts reportés (note 12)	2 461	2 149
Passifs réglementaires (note 7)	939	1 025
	32 941	32 695
Titres de capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 17)	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² (note 17)	787	787
Surplus d'apport	28	30
Bénéfices non répartis	15 469	14 481
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 13)	193	(15)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	21 603	20 409
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle	196	182
Total des capitaux propres	21 799	20 591
	68 976	65 688

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2024 et 2023.
² 18 343 815 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars aux 31 décembre 2024 et 2023.

Engagements et éventualités (notes 9, 10, 12, 14 et 19)

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>	2024	2023
Actions ordinaires (note 17)	5 126	5 126
Actions de catégorie A (note 17)	787	787
Surplus d'apport		
Solde au début de l'exercice	30	32
Reclassement aux résultats de montants relatifs au gain à la déconsolidation de Fair Hydro Trust	(2)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	28	30
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	14 481	12 740
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	988	1 741
Solde à la fin de l'exercice	15 469	14 481
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 13)		
Solde au début de l'exercice	(15)	128
Autres éléments du résultat étendu	208	(143)
Solde à la fin de l'exercice	193	(15)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	21 603	20 409
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	182	176
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	18	18
Placements des participations sans contrôle (note 23)	15	7
Distribution versée à la participation sans contrôle	(19)	(19)
Solde à la fin de l'exercice	196	182
Total des capitaux propres	21 799	20 591

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 2024, 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'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 2024. De plus, 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, *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 la dernière des dates suivantes à survenir ou après celle-ci :
 - 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 2023 ont été reclassés par rapport aux états financiers consolidés antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2024.

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 2024 :

Entité	Pays de l'établissement commercial	Type d'entité	Participation
Ontario Charging Network L.P. ¹	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 %

¹ Au premier trimestre de 2025, OPG a conclu une entente pour céder sa participation dans Ontario Charging Network L.P. (exerçant ses activités sous le nom d'Ivy Charging Network) à Hydro One Limited. La transaction a été conclue au cours du même trimestre.

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 2024, l'EDDV importante de la Société était la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN).

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 évaluations annuelles 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 90 jours ou moins 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 l'amortissement 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 2024, 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 le matériel informatique qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif.

Au 31 décembre 2024, 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 5 à 50 ans
Installations d'administration et de service	de 5 à 50 ans
Matériel informatique	40 % par année
Matériel de service	de 3 à 15 ans

¹ Au 31 décembre 2024, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, des unités 5 à 8 de Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2052 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 unités 1 à 4 de la centrale nucléaire de Pickering ont été fermées de façon permanente et ont été ou sont mises en état d'arrêt sécuritaire.

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.

l) 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 et de l'Électrification 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 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 actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes de report et d'écarts (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 recouverts ou remboursés au moyen des tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés qui sont attribués aux secteurs à tarifs réglementés et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour 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 approuvant le règlement proposé 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 avait 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.

Au deuxième semestre de 2021, la CEO a rendu une décision dans le cadre de laquelle elle approuvait une proposition 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 réglementés pour la période de 2022 à 2026 (entente de règlement de 2021). L'entente de règlement de 2021 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. 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. L'entente de règlement de 2021, ainsi que la décision de la CEO de juin 2024 et l'ordonnance approuvant la proposition de règlement complet conclue entre OPG et les intervenants, relativement à la demande d'OPG de décembre 2023 concernant l'utilisation des comptes réglementaires (entente de règlement de 2024), prévoyait 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 et au 31 décembre 2022, respectivement, sans ajustement. De plus amples renseignements sur l'entente de règlement de 2024 se trouvent à la note 7.

De l'avis de la Société, les résultats susmentionnés 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 2022, 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 approuvé par la CEO. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

La plus grande partie de la production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel de l'Ontario qui est administré par la SIERE. Pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires réglementées et ses centrales hydroélectriques réglementées, OPG reçoit chaque mois un paiement de la SIERE sur la base des tarifs réglementés autorisés par la CEO. L'obligation de prestation d'OPG à l'égard de la production réglementée consiste à fournir de l'électricité produite par ses centrales réglementées au marché de gros

de l'énergie en Ontario. La Société a déterminé que cette obligation de prestation est remplie au fil du temps; OPG utilise la méthode de production pour comptabiliser les revenus en appliquant le tarif 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 au deuxième semestre de 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 7.

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.

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 entités publiques locales et 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 qu'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 l'amortissement.

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 16, les gains et pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

p) Dérivés

Les dérivés 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 15 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 16 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 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 cette partie recouvrable ou remboursable, 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 (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 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net d'OPG en 2024, l'incidence connexe sur les charges étant largement compensée par les comptes réglementaires autorisés par la CEO. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 11.

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

Informations à fournir sur les impôts sur les bénéfices

En décembre 2023, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié l'Accounting Standard Update (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 2024, cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les informations fournies dans les états financiers consolidés de la Société.

Ventilation des postes de charges à l'état des résultats

En novembre 2024, le FASB a publié l'ASU 2024-03, *Disaggregation of Income Statement Expenses* (ASU 2024-03), une mise à jour de Subtopic 220-40, *Income Statement - Reporting Comprehensive Income - Excrete Disgreation Disclosures*. L'objectif de la mise à jour de la norme est d'améliorer les informations à fournir sur les charges d'une

entité commerciale publique en exigeant des informations plus détaillées sur les types de charges (y compris les achats de stocks et la rémunération des employés) présentées à l'état des résultats consolidés. La mise à jour s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2026, y compris les périodes intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2027. L'adoption anticipée est permise. La mise à jour doit être appliquée de manière prospective avec l'option d'une application rétrospective. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la mise à jour de la norme sur les informations fournies dans ses états financiers consolidés annuels et intermédiaires.

y) Mise en œuvre de la mise à jour de la norme comptable

Améliorations aux informations à fournir à l'égard des secteurs à présenter

En novembre 2023, le FASB a publié l'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 après le 15 décembre 2023, y compris les périodes intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2024.

La ligne directrice révisée a été adoptée par OPG avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2024, pour toutes les informations sectorielles à fournir, les informations comparatives de 2023 étant conformes à la ligne directrice révisée. Cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les informations fournies dans les états financiers consolidés de la Société.

z) Mises à jour récentes aux lois fiscales

Par suite de la recommandation de l'Organisation de coopération et de développement économiques, le gouvernement du 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. La *Loi de l'impôt minimum mondial* (LIMM) qui en a découlé a été adoptée au deuxième trimestre de 2024. Elle s'applique aux entreprises multinationales canadiennes dont les revenus dépassent un certain seuil, dont OPG, et elle entre en vigueur au 1^{er} janvier 2024. Selon les estimations provisoires, la Société est d'avis que la LIMM n'aura pas d'incidence.

En mars 2023, le gouvernement du Canada a annoncé le remboursement de certains crédits d'impôt à l'investissement pour les investissements dans l'énergie propre. Le crédit d'impôt à l'investissement (CII) dans les technologies propres et le CII dans l'hydrogène propre ont été adoptés au deuxième trimestre de 2024. Le CII dans les technologies propres prévoit un crédit d'impôt remboursable de 30 %, et le CII dans l'hydrogène propre prévoit un crédit d'impôt remboursable entre 15 % et 40 % selon l'intensité de carbone du projet, et les deux crédits sont offerts aux entités assujetties à l'impôt fédéral. Si certaines conditions de travail ne sont pas respectées, ces crédits remboursables sont réduits de 10 %. Les entités d'OPG assujetties à l'impôt fédéral effectuant des investissements admissibles pourraient avoir droit au CII dans les technologies propres et au CII dans l'hydrogène propre.

4. ACQUISITIONS

Le 31 janvier 2024, par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive Eagle Creek, OPG a acquis Lightstar Renewables LLC et Lightstar Operations One LLC (collectivement, Lightstar) pour un coût d'acquisition total de 163 millions de dollars (121 millions de dollars américains), soit un montant en trésorerie de 131 millions de dollars (97 millions de dollars américains) et une contrepartie conditionnelle de 32 millions de dollars (24 millions de dollars américains). Lightstar est un concepteur, constructeur et exploitant d'actifs solaires communautaires aux États-Unis.

L'acquisition a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises et ses résultats sont présentés dans le secteur Production hydroélectrique visée par contrats et autre. La juste valeur des principales catégories d'actifs acquis et de passifs repris a été établie d'après les estimations et les hypothèses de la direction et déterminée selon le taux de change en vigueur à la date d'acquisition. Les principaux actifs acquis sont des actifs incorporels et des immobilisations corporelles évalués à 125 millions de dollars, un goodwill de 43 millions de dollars ayant été comptabilisé. Au 31 décembre 2024, la Société a finalisé la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris sans aucun ajustement aux répartitions provisoires.

5. 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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 351	1 459
Trésorerie soumise à restrictions	12	22
Total de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	1 363	1 481

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.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Centrales nucléaires	23 888	21 490
Centrales hydroélectriques réglementées	11 352	11 026
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales	7 696	7 047
Centrales d'Atura Power	3 562	3 437
Autres immobilisations corporelles	475	461
Constructions en cours	4 317	3 878
	51 290	47 339
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	14 911	13 656
Autres immobilisations corporelles	248	223
	15 159	13 879
	36 131	33 460

Les constructions en cours s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Réfection de la centrale Darlington	1 110	1 864
Nouveau projet nucléaire de Darlington	971	400
Réfection de la centrale Pickering	387	15
Autres	1 849	1 599
	4 317	3 878

En 2024, les intérêts incorporés dans le coût des constructions en cours se sont élevés à 136 millions de dollars (119 millions de dollars en 2023) à un taux moyen d'environ 4 % (environ 3 % en 2023).

Les actifs incorporels s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Centrales nucléaires	107	88
Centrales hydroélectriques réglementées	8	8
Centrales de production hydroélectrique visée par contrat et autres centrales ¹	332	165
Centrales d'Atura Power ¹	126	126
Logiciels et autres actifs incorporels	400	347
Aménagement en cours	56	68
	1 029	802
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	185	110
Logiciels et autres actifs incorporels	254	200
	439	310
	590	492

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>	2024	2023
Amortissement des immobilisations corporelles	1 281	1 199
Amortissement des actifs incorporels	65	62
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	(161)	(202)
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (note 7)	85	12
	1 270	1 071

7. ACTIFS RÉGLEMENTAIRES ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Actifs réglementaires		
<i>Comptes de report et d'écarts autorisés par la CEO</i>		
Compte de report lié au nivellement des tarifs	677	654
Compte de report des passifs nucléaires	520	378
Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	460	384
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	376	602
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	307	393
Compte d'écarts lié à la prolongation de Pickering B	131	26
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	85	122
Autres comptes de report et d'écarts ¹	174	105
	2 730	2 664
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 14)	-	619
Impôts reportés (note 12)	2 151	1 938
Autres	26	-
Total des actifs réglementaires	4 907	5 221
Moins : tranche à court terme	540	143
Actifs réglementaires à long terme	4 367	5 078
Passifs réglementaires		
<i>Comptes de report et d'écarts autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	411	319
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	321	426
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	173	185
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	61	77
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	51	32
Autres comptes de report et d'écarts ²	152	102
	1 169	1 141
Passif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 14)	16	-
Crédit net aux contribuables lié à la COVID-19	-	15
Total des passifs réglementaires	1 185	1 156
Moins : tranche à court terme	246	131
Passifs réglementaires à long terme	939	1 025

¹ Correspond aux montants pour le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, le compte d'écarts lié au Clarington Corporate Campus, le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle, le compte de report lié aux coûts de fermeture de la centrale Pickering, le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara, le compte de report des incidences découlant de l'optimisation dans les dates de fin de vie de la centrale Pickering et le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie (31 décembre 2017) de la centrale Pickering.

² Correspond aux montants pour le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, le compte d'écarts des CII aux fins de la RS et DE, le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, le compte de report lié à la vente non prescrite de locaux situés sur l'avenue Kipling et le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, 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 2024 et 2023, 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 approuvé par les décisions et les ordonnances respectives de la CEO concernant la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG au cours de la période applicable. 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 de report et d'écarts 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 4,40 % à 5,49 % par année pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (de 4,73 % à 5,49 % par année en 2023).

En décembre 2023, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue de l'utilisation des soldes des comptes réglementaires au 31 décembre 2022, moins les montants déjà approuvés pour le recouvrement ou le remboursement des soldes des comptes réglementaires au 31 décembre 2019, au moyen d'avenants tarifaires supplémentaires sur la production d'électricité nucléaire et hydroélectrique réglementée. La demande portait également sur les effets prévus du programme de renouvellement du marché, une initiative de la SIERE entraînant une refonte du marché de l'électricité en Ontario, sur les centrales à tarifs réglementés d'OPG.

En juin 2024, OPG et les intervenants dans l'instance ont conclu une proposition de règlement complet relativement à la demande d'OPG de décembre 2023. Le 13 juin 2024, la CEO a rendu une décision et une ordonnance approuvant l'entente de règlement de 2024 qui prévoit le recouvrement d'un montant net total de 481 millions de dollars relativement aux montants inscrits dans les comptes réglementaires d'OPG et les incidences fiscales connexes, soit une diminution de 22 millions de dollars par rapport aux montants demandés par OPG. Cette entente comprenait la résolution des positions des parties quant à savoir si le produit net tiré par OPG de la vente de locaux situés au 800, Kipling Avenue, à Toronto, en Ontario, en 2022 devrait être crédité aux contribuables. Les soldes convenus par les parties sont recouverts ou remboursés sur une période de 30 mois avec prise d'effet au 1^{er} juillet 2024. L'incidence fiscale connexe incluse pour le recouvrement était auparavant comptabilisée dans les actifs réglementaires pour les impôts reportés. En se basant sur les périodes approuvées de recouvrement ou de remboursement, la CEO a autorisé OPG à recouvrer 97 millions de dollars en 2024 et respectivement 192 millions de dollars en 2025 et en 2026 en lien avec ces soldes. L'entente de règlement de 2024 prévoit également des mécanismes réglementaires visant à traiter les effets attendus du programme de renouvellement du marché de la SIERE sur les centrales à tarifs réglementés d'OPG jusqu'à la date de prise d'effet des tarifs de base réglementés découlant de la prochaine demande d'OPG auprès de la CEO, dans le cadre de laquelle l'une ou l'autre des parties pourrait adopter une position différente à l'égard de ces mécanismes sur une base prospective. Les revenus tirés du recouvrement des soldes des comptes réglementaires ont été en grande partie contrebalancés par l'amortissement des actifs réglementaires et des passifs réglementaires comptabilisés relativement à ces soldes.

Au deuxième trimestre de 2024, la Société a comptabilisé une perte de 25 millions de dollars relativement à la décision et à l'ordonnance rendues par la CEO approuvant l'entente de règlement de 2024.

Les variations des actifs et passifs réglementaires pour les exercices clos les 31 décembre ont été les suivantes :

	Compte de report lié au nivellement des tarifs	Compte de report des passifs nucléaires	Compte d'écarts de mise à niveau de la capacité	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 lié à la prolongation de Pickering B	Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre 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 recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	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	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)	Autres	Total
(en millions de dollars)	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)	j)	k)	l)	m)	n)			
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 1 ^{er} janvier 2023	569	188	74	799	403	-	111	(78)	(460)	(172)	(75)	(14)	(1 029)	1 753	(119)	-	1 950
Augmentation (diminution)	64	190	259	(20)	29	26	6	(219)	(16)	(41)	(6)	-	1 648	185	15	-	2 120
Intérêts	21	-	13	-	17	-	6	-	(21)	(8)	(4)	(18)	-	-	1	-	7
Amortissement	-	-	38	(177)	(56)	-	(1)	(22)	71	36	8	-	-	-	91	-	(12)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2023	654	378	384	602	393	26	122	(319)	(426)	(185)	(77)	(32)	619	1 938	(12)	-	4 065
Augmentation (diminution)	-	180	54	(11)	11	102	(18)	(95)	(12)	(35)	(1)	-	(635)	213	(51)	26	(272)
Intérêts	23	-	22	-	17	3	4	-	(18)	(9)	(4)	(22)	-	-	(2)	-	14
Amortissement	-	(38)	-	(215)	(114)	-	(23)	3	135	56	21	3	-	-	87	-	(85)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net 31 décembre 2024	677	520	460	376	307	131	85	(411)	(321)	(173)	(61)	(51)	(16)	2 151	22	26	3 722

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'aucun montant des besoins en revenus pour la production nucléaire ne doit être reporté pour 2024 à 2026.

b) 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, en vigueur le 1^{er} janvier 2022, OPG comptabilise des actifs réglementaires relatifs au compte de report des passifs nucléaires, 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 ces 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 dans des tarifs de base réglementés des centrales nucléaires à l'avenir.

Les composantes des actifs réglementés comptabilisées dans le compte de report des passifs nucléaires au cours des exercices clos les 31 décembre, ainsi que les réductions des charges correspondantes, se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Charges liées au combustible	21	20
Charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité ¹	26	31
Amortissement	110	110
Rendement de la base tarifaire ²	3	7
Impôts sur le résultat	20	22
	180	190

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.

c) 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 comptabiliser les écarts des besoins en revenus par rapport aux prévisions, qui sont reflétées dans les tarifs réglementés d'OPG approuvés par la CEO pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés et les engagements financiers fermes pris dans une ou plusieurs centrales réglementées d'OPG pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la capacité, y compris les coûts liés à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington (la centrale 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.

d) 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.

e) 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.

f) Compte d'écarts lié à la prolongation de Pickering B

Le compte d'écarts lié à la prolongation de Pickering B a été créé conformément à une modification apportée au Règlement de l'Ontario 53/05 en décembre 2022. 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 en capital et des coûts réels autres qu'en capital engagés attribuables aux activités de prolongation.

Le 28 janvier 2025, la Province a publié une proposition de modifications potentielles au Règlement de l'Ontario 53/05 visant à clarifier la portée du compte d'écarts lié à la prolongation de Pickering B pour s'assurer qu'OPG puisse comptabiliser les coûts engagés à compter de 2024 afin de maintenir la capacité et le niveau de préparation nécessaires à l'exploitation des unités 5 à 8 de la centrale Pickering au moment de la réfection, sous réserve des approbations requises. La période de commentaires sur la proposition se termine le 14 mars 2025.

g) Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires

En vertu du Règlement de l'Ontario 53/05, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires comptabilise les écarts entre les incidences sur les besoins en revenus des coûts réels en capital et des coûts réels autres qu'en capital engagés et les engagements financiers fermes pris pour de nouveaux projets de centrales nucléaires et les prévisions de ces coûts incluses dans les tarifs réglementés d'OPG approuvés par la CEO. Dans une décision de novembre 2021 concernant la demande de nouveaux 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 lié à l'aménagement d'installations nucléaires et, dans sa décision de juin 2024 approuvant l'entente de règlement de 2024, a autorisé le recouvrement de ce solde au 31 décembre 2022.

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

Le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite 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 à d'autres décisions ultérieures, l'amortissement pour le compte 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.

i) 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.

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

Le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire comprend les écarts de recouvrement des soldes approuvés imputés dans les comptes réglementaires 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 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

Le 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 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 recouverts à même les tarifs réglementés, y compris les montants recouverts 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, et les montants au comptant versés à l'égard des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans le cadre des installations à 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

Selon les PCGR des États-Unis, 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 12.

8. 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>	2024	2023
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	168	172
Acquisition de Lightstar (<i>note 4</i>)	43	-
Écarts de change	19	(4)
Solde de clôture aux 31 décembre	230	168

Le goodwill est soumis à une évaluation de dépréciation à la même date chaque année. Au quatrième trimestre de 2024, conformément à sa politique, la Société a réalisé cette évaluation et aucun facteur de dépréciation n'a été identifié. La Société a conclu que la juste valeur du secteur Production hydroélectrique visé par contrat et autre excédait sa valeur comptable à la date de l'évaluation.

9. 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	2024	2023
Programme de billets à moyen terme ¹				
Billets de premier rang	3,63 %	2025 - 2054	5 950	4 650
Billets à payer en vertu de la SFIEO et des facilités de crédit du siège social ¹				
Billets de premier rang	3,44 %	2026 - 2048	2 859	2 822
UMH Energy Partnership ²				
Billets de premier rang	7,59 %	2041	160	163
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	3,98 %	2026 - 2054	1 995	1 995
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales ⁵				
Billets de premier rang	4,84 %	2025 - 2030	516	474
Autres			25	25
			11 750	10 374
Plus : escompte associé à la juste valeur, montant net			-	5
Moins : frais d'émission d'obligations non amortis			(43)	(37)
Moins : tranche des montants à payer échéant à moins d'un an			(604)	(603)
Dettes à long terme			11 103	9 739

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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, l'émission nette de dette à long terme aux termes des facilités de crédit du siège social de la Société a totalisé 37 millions de dollars (émission nette de 204 millions de dollars en 2023), soit des émissions de 437 millions de dollars (émissions de 244 millions de dollars en 2023) et des remboursements de 400 millions de dollars (remboursements de 40 millions de dollars en 2023).

Le 7 juin 2024, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME), filiale à part entière d'OPG, a clôturé une émission d'obligations en placement privé par l'émission de 200 millions de dollars d'obligations vertes, venant à échéance en juin 2054 et portant intérêt au taux nominal de 4,69 %. Le produit net a été utilisé pour refinancer les dettes de LME à l'échéance en juin 2024.

Le 28 juin 2024, OPG a procédé à une émission d'obligations vertes totalisant 1 milliard de dollars en vertu du cadre de financement durable par le biais du programme de billets à moyen terme. L'émission comprenait une tranche de 500 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2034 dont le taux d'intérêt nominal est de 4,83 % et une tranche de 500 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2054 dont le taux d'intérêt nominal est de 4,99 %.

Le 11 septembre 2024, OPG a rouvert l'émission d'obligations en deux tranches du 28 juin 2024 dans le cadre de son programme de billets à moyen terme pour un montant additionnel de 300 millions de dollars. L'émission supplémentaire d'obligations vertes comprenait une tranche de 200 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2034, au taux d'intérêt nominal de 4,83 %, et une tranche de 100 millions de dollars de billets de premier rang échéant en juin 2054, au taux d'intérêt nominal de 4,99 %.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, se présentaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2024	2023
Intérêts sur la dette à long terme	401	373
Intérêts sur la dette à court terme	24	15
Intérêts créditeurs	(88)	(101)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(136)	(119)
Intérêts liés aux actifs réglementaires et aux passifs réglementaires ¹	(15)	(65)
Intérêts débiteurs, montant net	186	103

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 2024 se sont établis à 442 millions de dollars (395 millions de dollars en 2023), dont une tranche de 418 millions de dollars (380 millions de dollars en 2023) 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 LME, de Lower Mattagami Limited Partnership (LMLP) et d'Eagle Creek et ses filiales s'élevait à 5 013 millions de dollars au 31 décembre 2024 (4 941 millions de dollars au 31 décembre 2023).

10. DETTE À COURT TERME

Les facilités de crédit confirmées et les dates d'échéance s'établissaient comme suit au 31 décembre 2024 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Facilités bancaires :		
Siège social	1 211	Juillet 2025 et mai 2029 ¹
Siège social	750	Novembre 2025 ²
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	460	Juin 2029 ³
OPG Eagle Creek Holdings LLC et filiales	20	Octobre 2028
Office ontarien de financement	1 250	Décembre 2029 ¹
Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	750	Décembre 2026 ¹

¹ Représente les montants disponibles en vertu de la facilité, déduction faite des émissions de dette. Sur le total des facilités de crédit de la Société disponibles, une tranche de 211 millions de dollars vient 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 2029.

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 2025.

³ Une lettre de crédit de 60 millions de dollars était en cours au 31 décembre 2024 en vertu de cette facilité.

La dette à court terme s'établissait comme suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Lower Mattagami Energy Limited Partnership	215	200
Total de la dette à court terme	215	200

Au 31 décembre 2024, des lettres de crédit totalisant 504 millions de dollars avaient été émises (525 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, ce montant comprenait 314 millions de dollars à l'égard des régimes de retraite complémentaires, 60 millions de dollars à l'égard de LME, 51 millions de dollars aux fins générales du siège social, 45 millions de dollars à l'égard d'Atura Power, 19 millions de dollars à l'égard d'Eagle Creek et de ses filiales, 14 millions de dollars à l'égard d'UMH et 1 million de dollars à l'égard de PSS.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, l'émission nette de dette à court terme s'est élevée à 15 millions de dollars (émission nette de 135 millions de dollars en 2023), soit des émissions de 2 960 millions de dollars (970 millions de dollars en 2023) et des remboursements de 2 945 millions de dollars (835 millions de dollars en 2023).

Au 31 décembre 2024, le taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à court terme s'établissait à 3,71 % (5,29 % au 31 décembre 2023).

11. 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>	2024	2023
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	15 991	15 623
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	9 782	9 493
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	269	270
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	26 042	25 386

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>	2024	2023
Passifs au début de l'exercice	25 386	24 315
Augmentation des passifs en raison de la désactualisation ¹	1 203	1 162
Augmentation des passifs rendant compte des modifications des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires (<i>note 3</i>)	-	160
Diminution des passifs rendant compte des changements d'estimation des passifs liés aux centrales thermiques et autres ajustements	(10)	(10)
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible nucléaire irradié et à la gestion des déchets nucléaires et d'autres charges ¹	163	195
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice ²	(700)	(436)
Passifs à la fin de l'exercice	26 042	25 386

¹ Les montants ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes réglementaires.

² Comprennent les montants à payer pour les dépenses admissibles au remboursement des Fonds distincts nucléaires.

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 a été 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 comptables sur les fins de vie des unités 5 à 8 de la centrale Pickering, compte tenu des activités de prolongation, comme il est mentionné à la note 3. 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 au 31 décembre 2024, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie des centrales nucléaires, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ et que le stockage du combustible nucléaire irradié dans le dépôt géologique en profondeur supposé à long terme, selon une gestion adaptative progressive, se poursuivrait jusqu'en 2106, 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 pour les passifs nucléaires 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 déchets 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. Le 28 novembre 2024, la SGDN a annoncé qu'elle avait choisi la Nation ojibwée de Wabigoon Lake et le canton d'Ignace, en Ontario, comme communautés hôtes du futur site du dépôt géologique en profondeur du Canada pour le combustible nucléaire irradié, et ce, conformément à la gestion adaptative progressive.

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 de cette stratégie, chaque réacteur sera asséché et déchargé aussitôt après la mise à l'arrêt de ses activités et sera préparé pour une période de stockage et de surveillance sécuritaires. Le démantèlement et la remise en état du site se feront sur une période donnée, après une période de fermeture sécuritaire appropriée. 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, comme il est indiqué dans sa stratégie intégrée pour les déchets radioactifs, laquelle a été préparée à la demande du gouvernement du Canada et qui a été par la suite 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 et une petite quantité de déchets de haute activité autres que le combustible, 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 de futurs sites de 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 ferait au cours des 40 prochaines années environ.

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. S'il y a lieu, 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. 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 fait partie du Fonds distinct pour combustible irradié, et toute partie du fonds qui ne se trouve pas dans la Fiducie en vertu de la LDCN, exigée par la LDCN, peut être appliquée aux cotisations annuelles requises de la Fiducie en vertu de la LDCN.

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. Les exigences de l'ONFA ont fait en sorte que la majeure partie de l'obligation sous-jacente liée au 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 décisions subséquentes de réfection et de prolongation des durées de vie des centrales.

À ce jour, 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 la cotisation initiale versée par la SFIEO, et, compte tenu du rendement de l'actif du fonds et des changements au fil du temps des obligations de capitalisation sous-jacentes, 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 plan de référence en vertu de l'ONFA nouveau ou modifié.

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 de l'actif du fonds 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 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 plan de référence nouveau ou modifié, 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 2024 et 2023, 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 2024 et 2023 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 plan de référence nouveau ou modifié 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 24,1 milliards de dollars au 31 décembre 2024. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible nucléaire 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 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 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. 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 de l'actif du fonds dépasse le taux de rendement garanti de la Province, celle-ci a le droit de retirer toute partie de cet 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 des grappes de combustible nucléaire irradié pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires estimée dans l'ONFA.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible irradié qui dépassent le seuil de 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti 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 sous-jacents, 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 2024 et 2023, après avoir tenu compte de l'ajustement au titre du rendement garanti. Le montant à payer à la Province comptabilisé pour le fonds aux 31 décembre 2024 et 2023 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	
	2024	2023
Fonds distinct de déclassement	14 220	12 713
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(4 545)	(3 408)
	9 675	9 305
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	18 428	16 490
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(5 691)	(4 232)
	12 737	12 258
Total des Fonds distincts nucléaires	22 412	21 563
Moins : tranche à court terme	(283)	(68)
Fonds distincts nucléaires à long terme	22 129	21 495

¹ Au 31 décembre 2024, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 5 211 millions de dollars (4 867 millions de dollars au 31 décembre 2023) 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	
	2024	2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	444	224
Placements non traditionnels	8 424	7 618
Fonds en gestion commune	3 447	3 209
Titres de capitaux propres négociables	11 926	10 614
Titres à revenu fixe	8 352	7 475
Débiteurs/créditeurs, montant net	55	63
	32 648	29 203
Moins : montant à payer à la Province	(10 236)	(7 640)
	22 412	21 563

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>	2024		
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	Total
Coût historique	11 392	14 828	26 220
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	2 733	3 450	6 183
Total de la moins-value	(522)	(638)	(1 160)
Change	617	788	1 405
	14 220	18 428	32 648
Moins : montant à payer à la Province	(4 545)	(5 691)	(10 236)
	9 675	12 737	22 412
Total de la juste valeur	9 675	12 737	22 412
Moins : tranche à court terme	(60)	(223)	(283)
	9 615	12 514	22 129

<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)
	9 305	12 258	21 563
Total de la juste valeur	9 305	12 258	21 563
Moins : tranche à court terme	(24)	(44)	(68)
	9 281	12 214	21 495

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 :

(en millions de dollars)	2024		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés nets, à l'exclusion du change	759	950	1 709
Gains de change réalisés, montant net	58	72	130
Gains réalisés, montant net	817	1 022	1 839
Gains latents, montant net			
Gains latents nets, à l'exclusion du change	34	203	237
Gains de change latents, montant net	505	526	1 031
Gains latents, montant net	539	729	1 268

(en millions de dollars)	2023		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
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

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

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2024	2023
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	9 305	8 919
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	1 612	1 102
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(105)	(70)
Augmentation du montant à payer à la Province	(1 137)	(646)
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	9 675	9 305
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	12 258	11 787
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	2 085	1 419
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(147)	(128)
Augmentation du montant à payer à la Province	(1 459)	(820)
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	12 737	12 258

Le rendement des Fonds distincts nucléaires comptabilisé au cours des exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023 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>	2024	2023
Fonds distinct de déclassement	475	456
Fonds distinct pour combustible irradié	626	599
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	1	2
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	1 102	1 057

12. 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>	2024	2023
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 176	2 095
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	312	555
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportée dans les actifs et passifs réglementaires	(125)	(161)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(22)	(25)
Crédit de fabrication et de traitement	(18)	(31)
Provision pour moins-value	15	(1)
Autres	8	(1)
	(142)	(219)
Charge d'impôts	170	336
Taux d'imposition effectif	14,5 %	16,0 %

Les principales composantes de la charge d'impôts pour les exercices clos les 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Charge d'impôts exigibles	131	254
Charge d'impôts reportés	39	82
Charge d'impôts	170	336

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>	2024	2023
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	6 512	6 325
Autres actifs et passifs	1 486	1 463
Provision pour moins-value	(77)	(55)
	7 921	7 733
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(2 747)	(3 281)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(5 603)	(5 390)
Autres actifs et passifs	(2 032)	(1 211)
	(10 382)	(9 882)
Passifs d'impôts reportés nets	(2 461)	(2 149)

Au 31 décembre 2024, OPG avait des pertes fiscales fédérales aux États-Unis de 504 millions de dollars (406 millions de dollars en 2023), dont 8 millions de dollars viendront à échéance entre 2031 et 2037 si elles ne sont pas utilisées (7 millions de dollars en 2023). Au 31 décembre 2024, OPG avait des pertes fiscales étatiques aux États-Unis de 507 millions de dollars (460 millions de dollars en 2023), dont 371 millions de dollars viendront à échéance entre 2028 et 2044 si elles ne sont pas utilisées (308 millions de dollars en 2023).

En 2024, OPG a comptabilisé une augmentation de 213 millions de dollars (185 millions de dollars en 2023) 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 2024 et 2023 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>	2024	2023
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	1 453	1 314
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	485	439
	1 938	1 753
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	160	139
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	53	46
Solde aux 31 décembre	2 151	1 938

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>	2024	2023
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	84	115
Ajouts	7	8
Réductions	(16)	(39)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	75	84

Au 31 décembre 2024, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 75 millions de dollars (84 millions de dollars au 31 décembre 2023), 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 2024, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 20 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2023). 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 2019 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 2018 et 2017.

En 2024, OPG a versé des paiements de 216 millions de dollars en remplacement de l'impôt sur les bénéfices, déduction faite du recouvrement d'impôts (441 millions de dollars en 2023). En 2024 et 2023, 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.

13. 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)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	2024 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Écart de conversion	Total
Solde au début de l'exercice	9	(33)	9	(15)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	1	-	-	1
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	-	41	-	41
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	(5)	(2)	-	(7)
Conversion des établissements à l'étranger	-	-	173	173
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(4)	39	173	208
Solde à la fin de l'exercice	5	6	182	193

(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	2023 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)

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
	2024	2023	
Amortissement des montants relatifs aux couvertures de flux de trésorerie			
(Gains) pertes	(7)	6	Revenus et intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement (charge) d'impôts	2	(2)	Charge d'impôts
	(5)	4	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite			
Gains actuariels nets, déduction faite des crédits des services passés	(2)	(5)	Voir la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	-	1	Charge d'impôts
	(2)	(4)	
Total des montants reclassés pour l'exercice	(7)	-	

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 14).

14. 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 2024. 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 16 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)	2024			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	379	-	-	379
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	15	3 144	-	3 159
Obligations de gouvernements	39	2 068	-	2 107
Actions				
Canadiennes	622	868	-	1 490
Américaines	1 310	-	-	1 310
Mondiales	560	-	-	560
Fonds en gestion commune	93	1 274	-	1 367
	3 018	7 354	-	10 372
Contrats de change à terme	-	(110)	-	(110)
Contrats à terme et pensions sur titres	-	(977)	-	(977)
	3 018	6 267	-	9 285
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				8 496
				17 781 ²

(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

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	
	2024	2023	2024	2023
<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	4,70 %	4,64 %	4,70 %	4,64 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	3,00 %	3,25 %	3,00 %	3,25 %
– par la suite	2,75 %	2,75 %	2,75 %	2,75 %
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.	5,40 %	4,79 %
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			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	
	2024	2023	2024	2023
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts pour l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,25 %	6,25 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	4,62 %	5,25 %	4,61 %	5,23 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	4,63 %	5,23 %	4,63 %	5,23 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services	4,63 %	5,25 %	4,63 %	5,24 %
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 %	s. o.
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.	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)	14	13	15	14

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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de la période	305	183	8	4	99	64
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	791	785	17	16	130	128
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(1 031)	(1 000)	-	-	-	-
Amortissement des (crédits) coûts liés aux services passés ¹	(1)	(1)	-	-	2	-
Amortissement (du gain actuariel net) de la perte actuarielle nette ¹	-	(1)	4	-	(29)	(52)
Comptabilisation des coûts des services passés liés aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	1	-
Comptabilisation (du gain actuariel net) de la perte actuarielle nette lié aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	(26)	39
Coûts comptabilisés ²	64	(34)	29	20	177	179

¹ L'incidence nette de l'amortissement (du gain actuariel net) de la perte actuarielle nette et de l'amortissement des (crédits) 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 7.

² Sauf l'incidence des comptes réglementaires dont il est question à la note 7.

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)	2024	2023
Régimes de retraite agréés	64	(34)
Régimes de retraite complémentaires	29	20
Avantages complémentaires de retraite	177	179
Compte d'écarts au titre des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	68	169
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	12	16
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	11	20
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	361	370

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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	16 636	15 944	-	-	-	-
Cotisations patronales	206	164	17	17	119	119
Cotisations salariales	121	102	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes	1 668	1 229	-	-	-	-
déduction faite des charges						
Versements de prestations	(825)	(803)	(17)	(17)	(119)	(119)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	17 806	16 636	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	17 158	15 202	378	311	2 770	2 437
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	305	183	8	4	99	64
Cotisations salariales	121	102	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	791	785	17	16	130	128
Versements de prestations	(825)	(803)	(17)	(17)	(119)	(119)
Coûts des services passés	15	-	-	-	24	20
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	(96)	1 689	14	64	(56)	239
Transferts	-	-	-	-	-	1
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	17 469	17 158	400	378	2 848	2 770
Situation de capitalisation – excédent (déficit) à la fin de l'exercice	337	(522)	(400)	(378)	(2 848)	(2 770)

L'actif (le passif) au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite s'établissaient comme suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Actif à long terme	337	-	-	-	-	-
Passif à court terme	-	-	(17)	(17)	(132)	(129)
Passif à long terme	-	(522)	(383)	(361)	(2 716)	(2 641)
Total des actifs (passifs)	337	(522)	(400)	(378)	(2 848)	(2 770)

Au 31 décembre 2024, les obligations au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 15 966 millions de dollars et 341 millions de dollars (respectivement à 15 729 millions de dollars et 332 millions de dollars au 31 décembre 2023). 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 17 158 millions de dollars et 378 millions de dollars au 31 décembre 2023 à respectivement 17 469 millions de dollars et 400 millions de dollars au 31 décembre 2024. L'augmentation s'explique principalement par les prestations acquises au titre des services supplémentaires rendus par les employés et les frais d'intérêts sur les passifs en 2024, le tout contrebalancé en partie par les versements de prestations de retraite et la réévaluation des obligations au titre des prestations selon des taux d'actualisation plus élevés à la fin de 2024.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 770 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 2 848 millions de dollars au 31 décembre 2024. Cette augmentation s'explique principalement par les frais d'intérêts sur les passifs en 2024.

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 7, 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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette de l'exercice considéré	(733)	1 460	14	64	(30)	200
Coûts des services passés de l'exercice	15	-	-	-	23	20
Amortissement du gain actuariel net (de la perte actuarielle nette)	-	1	(4)	-	29	52
Amortissement des crédits (coûts) liés aux services passés	1	1	-	-	(2)	-
(Augmentation) diminution totale des autres éléments du résultat étendu	(717)	1 462	10	64	20	272
Moins : (diminution) augmentation de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7)	(664)	1 348	9	60	20	240
(Augmentation) diminution nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	(53)	114	1	4	-	32

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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Coûts (crédits) des services passés	11	(5)	-	-	52	31
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	504	1 237	97	87	(687)	(686)
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	515	1 232	97	87	(635)	(655)
Moins : actif (passif) réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7)	473	1 137	90	81	(579)	(599)
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	42	95	7	6	(56)	(56)

Les pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) non amortis et les coûts (crédits) des prestations au titre des services passés non amortis aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(340)	180	-	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non encore amortissable en raison de l'utilisation du corridor	853	1 057	40	38	(259)	(251)
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette amortissable	(9)	-	57	49	(428)	(435)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti	504	1 237	97	87	(687)	(686)
Coûts (crédits) des prestations non amortis au titre des services passés	11	(5)	-	-	52	31

La dernière évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2024, a été déposée auprès de l'Autorité ontarienne de réglementation des services financiers en septembre 2024. La prochaine évaluation actuarielle doit être réalisée au plus tard en date du 1^{er} janvier 2027. Pour 2025, les cotisations versées par la Société au régime de retraite agréé d'OPG devraient s'élever à 125 millions de dollars.

Dans le cadre de l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé en date du 1^{er} janvier 2024, 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 2024, et des hypothèses démographiques conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2024, 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 2024, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2024.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 314 millions de dollars au 31 décembre 2024 (308 millions de dollars au 31 décembre 2023).

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 2024, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2025	871	18	132
2026	890	18	133
2027	899	19	136
2028	945	19	137
2029	942	19	139
2030 à 2034	5 107	101	749

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 2024, 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 %	(40)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	40	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(13)	(1)	(10)
Diminution de 0,25 %	14	1	11
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	60	2	1
Diminution de 0,25 %	(54)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	16	4	1
Diminution de 0,25 %	(15)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	66
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(50)

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.

15. 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. Certains instruments dérivés 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 certaines matières, certains services et combustibles achetés pour les centrales et les grands projets de développement, ainsi que les émissions de titres d'emprunt, peuvent être libellés en dollars américains. Pour gérer ce risque, la Société peut avoir 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 liés aux activités 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. La provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars au 31 décembre 2024 (1 million de dollars au 31 décembre 2023).

La juste valeur des instruments dérivés représentait un passif net total de 17 millions de dollars au 31 décembre 2024 (6 millions de dollars au 31 décembre 2023).

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>	2024	2023
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Reclassement de (gains) pertes dans les revenus et les intérêts débiteurs, montant net	(7)	6
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(4)	(16)
Pertes latentes incluses dans les revenus	(2)	(10)

Des pertes nettes avant impôts existantes de néant comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2024 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

16. 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 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
	2024	2023	2024	2023	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche à court terme) ²	22 412	21 563	22 412	21 563	Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires
Prêt à recevoir de Fair Hydro Trust	828	817	902	905	Prêt à recevoir
Investissement dans des actions d'Hydro One Limited	159	164	159	164	Titres de capitaux propres
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	-	(1)	-	(1)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	(11 204)	(9 793)	(11 707)	(10 342)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	129	107	129	107	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)	2024			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	7 030	6 676	-	13 706
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				4 722
				18 428
Montant à payer à la Province				(5 691)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				12 737
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, compte non tenu des placements évalués à la valeur liquidative	5 362	5 156	-	10 518
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				3 702
				14 220
Montant à payer à la Province				(4 545)
Fonds distinct de déclassement, montant net				9 675
Titres de capitaux propres	159	-	-	159
Autres actifs financiers	73	-	97	170
Passif				
Autres passifs financiers	(41)	-	-	(41)
(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)

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 2024, 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 2024, 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 2024	81
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(3)
Gains latents inclus dans les revenus	9
Achats	10
Solde de clôture au 31 décembre 2024	97

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 2024 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	4 661	1 656	s. o.	s. o.
Titres immobiliers	3 163	1 254	s. o.	s. o.
Dette privée	182	598	s. o.	s. o.
Autres	418	15	s. o.	s. o.
Fonds en gestion commune				
Titres à revenu fixe	2 380	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres de capitaux propres	1 067	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	11 871	3 523		

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.

17. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2024 et 2023, 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 2024 et 2023, OPG avait 18 343 815 actions de catégorie A émises et en circulation d'une valeur déclarée de 787 millions de dollars.

18. 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 2024 et 2023, ce nombre était de 274,6 millions. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, il n'y avait aucun titre dilutif.

19. 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 2024, le montant total des garanties fournies par OPG se chiffrait à 30 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, 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 2024 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	218	186	172	143	109	343	1 171
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	125	128	-	-	-	-	253
Remboursement sur la dette à long terme	604	674	530	269	505	9 168	11 750
Intérêts sur la dette à long terme	439	421	410	392	379	5 153	7 194
Remboursement sur la dette à court terme	215	-	-	-	-	-	215
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ²	163	-	-	-	-	-	163
Engagements liés aux projets de développement d'Atura Power ²	503	132	-	16	-	-	651
Engagements liés à la réfection de la centrale Pickering et au NPND ²	229	-	-	-	-	-	229
Permis d'exploitation	57	57	64	62	51	105	396
Obligations en vertu de contrats de location	15	14	11	4	3	36	83
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	1 890	9	10	9	10	278	2 206
Autres	50	71	49	33	20	89	312
Total	4 508	1 692	1 246	928	1 077	15 172	24 623

¹ Représentent les cotisations aux régimes de retraite estimatives conformément à la période visée par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2024. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2027 au plus tard. Les obligations de capitalisation après le 1^{er} janvier 2027 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs.

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.

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 l'amortissement, 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 1 633 millions de dollars au 31 décembre 2024 (1 667 millions de dollars au 31 décembre 2023). 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), ce qui représente la majeure partie de l'effectif permanent d'OPG.

Au 31 décembre 2024, le PWU représentait environ 5 180 employés à temps plein et temporaires, soit 47 % 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 de deux ans entre le PWU et OPG a pris fin le 31 mars 2024. Le 20 novembre 2024, les membres du PWU ont ratifié le renouvellement d'une convention collective de trois ans négociée par les parties portant sur la période entre le 1^{er} avril 2024 et le 31 mars 2027. La convention collective prévoit une hausse salariale annuelle à compter du 1^{er} avril 2024 et le versement d'un paiement forfaitaire aux employés actifs à compter du 20 novembre 2024 et tient compte des incidences découlant de la décision de la Cour supérieure de l'Ontario datée du 29 novembre 2022 qui a jugé inconstitutionnelle la loi provinciale qui limite les augmentations de la rémunération des employés du secteur public de l'Ontario (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. 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 abrogé la loi 124 dans son intégralité. En 2023, la CEO a refusé la requête d'OPG visant l'établissement d'un compte réglementaire pour comptabiliser 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 19 juillet 2024, les employés représentés par PWU à la centrale Brighton Beach ont ratifié la convention collective renouvelée pour deux ans, venant à échéance le 16 novembre 2025, entre le PWU et Atura Power. La convention collective couvrant les employés représentés par le PWU des autres centrales d'Atura Power a pris fin le 31 décembre 2024, et des négociations pour le renouvellement de la convention collective sont en cours.

Au 31 décembre 2024, Society représentait environ 4 000 employés à temps plein et temporaires, soit 36 % 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 en vigueur entre Society et OPG vient à échéance le 31 décembre 2025.

En 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. Les discussions se poursuivent entre les parties et deux autres audiences sont prévues en septembre 2025.

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.

20. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2024, 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

L'identification des secteurs d'activité se fonde sur une combinaison de mécanismes de revenus, le type de production d'électricité ou la nature des services fournis. Compte tenu des différences entre les secteurs à présenter, chaque secteur est géré séparément en prenant en considération les activités d'exploitation distinctes par type de production d'électricité et de services fournis.

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. 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 en 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 2025 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. Les contrats en vigueur pour ces centrales viennent à échéance entre 2029 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, les systèmes de stockage d'énergie à batteries et l'agrandissement de la centrale à cycle combiné.

Évaluation du résultat net et des actifs sectoriels

La Société évalue le rendement de ses secteurs à présenter en fonction du bénéfice sectoriel ou de la perte sectorielle avant intérêts et impôts sur les bénéfices.

Les méthodes comptables des secteurs à présenter sont les mêmes que celles décrites dans le résumé des principales méthodes comptables à la note 3.

Principal décideur opérationnel et utilisation des mesures présentées

Le principal décideur opérationnel de la Société est composé des membres de l'équipe de leadership de l'entreprise d'OPG. Le principal décideur opérationnel utilise le bénéfice sectoriel ou la perte sectorielle avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour faciliter l'affectation des ressources (y compris les employés, les dépenses et les ressources financières). De plus, le principal décideur opérationnel utilise le bénéfice sectoriel ou la perte sectorielle avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour évaluer le rendement de chaque secteur en comparant les résultats, y compris les écarts, avec ceux des périodes précédentes et des autres secteurs.

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>	2024	2023
Production nucléaire réglementée	79	75
Production hydroélectrique réglementée	15	14
Production hydro-électrique visée par contrat et autre	7	6
	101	95

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Élimination	Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrats et autre	Atura Power	Autres		
Revenus	3 770	-	1 571	803	871	18	-	7 033
Revenus de location	28	-	-	-	-	6	-	34
Autres revenus	-	185	-	12	-	187	(264)	120
Total des revenus	3 798	185	1 571	815	871	211	(264)	7 187
Charges liées au combustible	288	-	335	59	367	-	-	1 049
Marge brute	3 510	185	1 236	756	504	211	(264)	6 138
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 474	185	413	307	98	105	(264)	3 318
Dotation aux amortissements	665	-	227	174	125	79	-	1 270
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	1 210	-	9	2	-	-	1 221
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	-	(1 102)	-	-	-	-	-	(1 102)
Impôts fonciers	25	-	1	18	2	4	-	50
Autres pertes (gains) ¹	9	-	11	6	1	(8)	-	19
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	337	(108)	584	242	276	31	-	1 362
Intérêts débiteurs, montant net ²								186
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices								1 176
Charge d'impôts								170
Bénéfice net								1 006

¹ Une perte avant impôts totalisant 25 millions de dollars a été comptabilisée, au deuxième trimestre de 2024, dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée et autres, dans le cadre de la décision et de l'ordonnance de la CEO approuvant l'entente de règlement de 2024.

² De plus amples renseignements sur les intérêts débiteurs, montant net, se trouvent à la note 9.

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée				Élimination	Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrats et autre	Atura Power	Autres			
Revenus	4 251	-	1 485	784	789	16	-	-	7 325
Revenus de location	26	-	-	-	-	5	-	-	31
Autres revenus	-	203	-	31	-	133	(289)	-	78
Total des revenus	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	2 410	203	391	274	80	67	(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)
Impôts fonciers	25	-	1	18	3	1	-	-	48
Autres pertes (gains) ^{1, 2}	-	-	9	4	(93)	(34)	-	-	(114)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	1 046	(110)	576	288	356	42	-	-	2 198
Intérêts débiteurs, montant net ³									103
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices									2 095
Charge d'impôts									336
Bénéfice net									1 759

¹ Atura Power – un gain avant impôts de 94 millions de dollars a été comptabilisé en vertu d'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 au quatrième trimestre de 2023.

² Autres – Un gain avant impôts de 30 millions de dollars a été comptabilisé à la réception d'un paiement supplémentaire pour la vente de locaux situés au 800, Kipling Avenue au deuxième trimestre de 2023.

³ De plus amples renseignements sur les intérêts débiteurs, montant net, se trouvent à la note 9.

Principales données sectorielles des bilans consolidés au 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrats et autre	Atura Power	Other	
Immobilisations corporelles en service, montant net	14 046	-	8 189	6 322	3 033	224	31 814
Constructions en cours	3 139	-	398	140	426	214	4 317
Immobilisations corporelles, montant net	17 185	-	8 587	6 462	3 459	438	36 131
Actifs incorporels en service, montant net	48	-	2	244	95	145	534
Aménagement en cours	18	-	-	1	-	37	56
Actifs incorporels, montant net	66	-	2	245	95	182	590
Goodwill	-	-	-	230	-	-	230
Stocks de combustible	231	-	-	39	27	-	297
Matières et fournitures, montant net							
À court terme	142	-	-	3	-	-	145
À long terme	352	-	-	3	-	-	355
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche à court terme et tranche à long terme)	-	22 412	-	-	-	-	22 412
Prêt à recevoir	-	-	-	-	-	902	902
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(25 773)	-	(161)	(54)	(54)	(26 042)

Principales données sectorielles des bilans consolidés 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 contrats et autre	Atura Power	Other	
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 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)

Détails des dépenses en immobilisations du secteur (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Services nucléaires durables	Production hydroélectrique	Production hydroélectrique visée par contrats et autre	Atura Power	Autres ¹	
Exercice clos le 31 décembre 2024							
Investissement dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	2 535	-	434	220	382	154	3 725
Variation nette des montants à payer et autres éléments hors caisse							(188)
Investment in property, plant and equipment and intangible assets – cash flow							3 537
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

¹ 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.

21. 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)	2024		2023	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	18	-	16	-
Services	-	9	-	11
Dividendes	5	-	5	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	1 137	-	646
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	1 459	-	820
Frais sur les revenus bruts liés à la production	-	118	-	114
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production	-	223	-	216
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	88	-	94
Impôts sur le résultat	-	377	-	526
Impôts fonciers	-	13	-	13
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	6 473	-	6 694	-
Fair Hydro Trust				
Intérêts créditeurs	33	-	33	-
	6 529	3 424	6 748	2 440

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 2024 et 2023, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province, soit respectivement 10 236 millions de dollars et 7 640 millions de dollars.

Les soldes entre OPG et ses parties liées aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	3	4
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	608	623
Fair Hydro Trust	4	4
Province d'Ontario	1	-
Prêt à recevoir		
Fair Hydro Trust	902	905
Titres de capitaux propres		
Actions de Hydro One	159	164
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer		
Hydro One	3	2
SFIEO	85	82
Province d'Ontario	10	8
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	-	1
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	2 100	2 500

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 2024, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 740 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 603 millions de dollars au 31 décembre 2023) et 8 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (4 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, le régime de retraite agréé d'OPG détenait 327 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (336 millions de dollars au 31 décembre 2023) et 9 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (5 millions de dollars au 31 décembre 2023). 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.

22. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Montants à recevoir de parties liées	15	(147)
Stocks de combustible	3	(47)
Matières et fournitures	(34)	29
Charges payées d'avance	5	(66)
Autres actifs à court terme	(32)	144
Créditeurs, charges à payer et autres montants à payer	(18)	(27)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	(61)	(114)

23. 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 d'une capacité de production hydroélectrique de 490 mégawatts (MW) le long de la rivière Mattagami, située en Ontario, qui comprend des unités de production aux centrales hydroélectriques Smoky Falls, 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 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, en vertu d'une entente à long terme avec la SIERE, et une participation lui conférant 89 % des droits de vote dans Atura Hydrogen Inc., laquelle développe la construction du Niagara Hydrogen Centre, une installation de production d'hydrogène à faible teneur en carbone 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 les participations des autres partenaires comme une participation sans contrôle.

24. ACHAT ET VENTE DE BIENS IMMOBILIERS

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 fait l'objet de travaux de réaménagement avant son occupation et accueillera le nouveau siège social de la Société.

25. VENTE D'ACTIFS

En juillet 2023, Eagle Creek a conclu des ententes visant la vente de 22 centrales hydroélectriques d'une capacité de production totale d'environ 47 mégawatts dans un certain nombre de régions des États-Unis, ainsi que de deux réservoirs de stockage dans le Midwest américain. Pendant les négociations et la clôture de la transaction, les actifs ont cessé d'être amortis, et ils ont été inscrits dans les autres actifs à court terme des bilans consolidés pour le secteur Production hydroélectrique visée par contrat et autre.

En juin 2024, la transaction a été abandonnée. Par suite de cet abandon, le critère de classement de ces actifs comme étant détenus en vue de la vente n'était plus satisfait, et au deuxième trimestre de 2024, les actifs ont été reclassés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels des bilans consolidés. La valeur comptable nette de ces actifs a été ajustée afin de rendre compte de l'amortissement qui aurait été comptabilisé si les actifs avaient continué d'être classés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels pour la période au cours de laquelle ils étaient considérés comme détenus en vue de la vente. Les actifs continuent d'être évalués soit à la valeur comptable, soit à la juste valeur, selon la moins élevée des deux.



Qui nous sommes

Électrifier la vie en
une génération

Alimenter l'économie
d'aujourd'hui et de demain

Là où l'innovation et
l'excellence se rencontrent

Bâtir de puissants
partenariats

Rapport de gestion
et états financiers



opg.com

Ontario Power Generation Inc.
700 University Avenue
Toronto (Ontario) M5G 1X6
Téléphone 416-592-2555 ou 877-592-2555

© Ontario Power Generation Inc.
Juin 2025