



---

Rapport annuel  
2024



# Aperçu d'Emera

Données en date du 31 décembre 2024, à moins d'indication contraire<sup>1</sup>

Emera est un fournisseur de services d'énergie nord-américain de premier plan dont le siège social est situé à Halifax, en Nouvelle-Écosse. Emera procure à ses clients de l'énergie plus propre de façon sécuritaire et fiable par l'entremise de ses investissements dans le secteur des services publics réglementés d'électricité et de gaz naturel ainsi que dans les entreprises et les actifs connexes.

## FAITS SAILLANTS

Total de l'actif

43 G\$

Produits de

7,2 G\$

7 600

employés

2,6 M

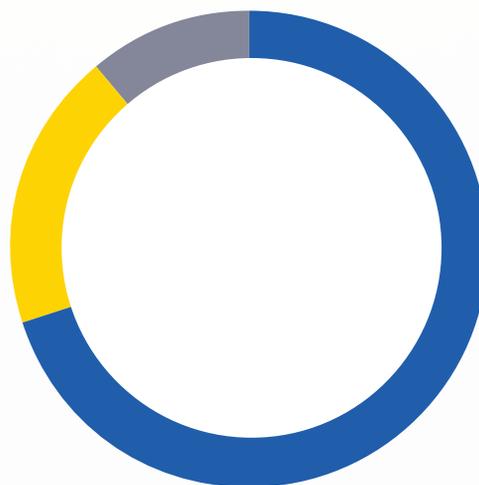
clients

6

services publics d'électricité et de gaz naturel

## BÉNÉFICE NET AJUSTÉ<sup>2</sup>

Sauf les charges du siège social



### PAR RÉGION GÉOGRAPHIQUE

- 68 % Floride
- 22 % Canada
- 10 % Autres régions

## NOS SOCIÉTÉS

Tampa Electric

Nova Scotia Power

Peoples Gas

New Mexico Gas<sup>3</sup>

Emera Caribbean

Emera Newfoundland  
& Labrador

Emera Energy

Emera New Brunswick

SeaCoast Gas Transmission

<sup>1</sup> Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective et il doit être lu à la lumière des mises en garde figurant à la page 12 et il est donné sous réserve de celles-ci. Les documents et les sites Web auxquels il est fait référence aux présentes ne sont pas intégrés par renvoi au présent rapport, sauf indication contraire explicite. Dans le présent rapport, tous les renvois à notre site Web ne sont que des renvois textuels inactifs.

<sup>2</sup> D'après le bénéfice net ajusté de 2024 attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (le « bénéfice net ajusté »), compte non tenu des coûts du siège social de 360 millions de dollars. Le bénéfice net ajusté est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas le sens normalisé aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis » ou « PCGR »). Pour obtenir plus d'informations et un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus proche, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport annuel du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>3</sup> En août 2024, nous avons conclu une entente visant la vente de New Mexico Gas. Cette opération devrait se conclure plus tard en 2025.

# Pourquoi investir dans Emera

Emera est à l'avant-garde d'une ère de transformation dans le secteur de l'énergie qui offre de robustes occasions d'investissement pour le compte de nos clients dans l'ensemble de notre portefeuille. Notre stratégie éprouvée et notre excellence opérationnelle nous permettent de tirer parti de ces occasions et de générer des bénéfices, des flux de trésorerie et une croissance des dividendes pour nos investisseurs.

## PORTEFEUILLE DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS DE PREMIER ORDRE AXÉ SUR LA FLORIDE

# Environ 70 %

du bénéfice net ajusté<sup>1</sup>, compte non tenu des coûts du siège social, provient de nos activités en Floride

# Environ 80 %

du plan d'investissement jusqu'en 2029 est investi en Floride afin de soutenir la croissance robuste de la clientèle de Tampa Electric et de Peoples Gas

## PLAN DE CROISSANCE VISIBLE

Plan d'investissement en immobilisations de

# 20 G\$

jusqu'en 2029, consacré à la fiabilité, à la résilience et à la modernisation du réseau, à l'expansion du système pour répondre à la croissance de la clientèle, à l'intégration des sources d'énergie renouvelable ainsi qu'aux solutions en technologie et orientées vers la clientèle

Croissance annualisée de la base tarifaire prévue de

# 7 % à 8 %

jusqu'en 2029

## CADRES RÉGLEMENTAIRES CONSTRUCTIFS

Cadres réglementaires

# très bien cotés

# 98 %

du bénéfice net ajusté<sup>1</sup>, compte non tenu des coûts du siège social, provient de nos services publics réglementés

## CROISSANCE FIABLE DES BÉNÉFICES ET DES DIVIDENDES

# 18 années

consécutives de croissance des dividendes

Objectif de croissance annuelle des dividendes de

# 1 à 2 %

Objectif de croissance moyenne du RPA<sup>2</sup> ajusté de

# 5 à 7 %

jusqu'en 2027<sup>3</sup>

<sup>1</sup> D'après le bénéfice net ajusté de 2024, compte non tenu des coûts du siège social de 360 millions de dollars. Le bénéfice net ajusté est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de sens normalisé aux termes des PCGR des États-Unis. Pour obtenir plus d'informations et un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus proche, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>2</sup> Le résultat par action (« RPA ») ajusté est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de sens normalisé aux termes des PCGR des États-Unis. Pour obtenir plus d'informations, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>3</sup> La prévision quant à la croissance du RPA ajusté se fonde sur 2024 comme année de référence.

# Faits saillants financiers de 2024

Les données sont en date du 31 décembre 2024 et les montants sont libellés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

RPA<sup>1</sup> ajusté annuel de

## 2,94 \$

## Environ 70 %

du bénéfice net ajusté<sup>2</sup>, compte non tenu des coûts du siège social, provient de nos activités en Floride

## 3,2 G\$

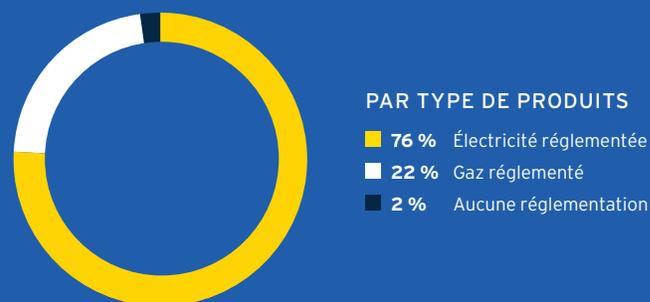
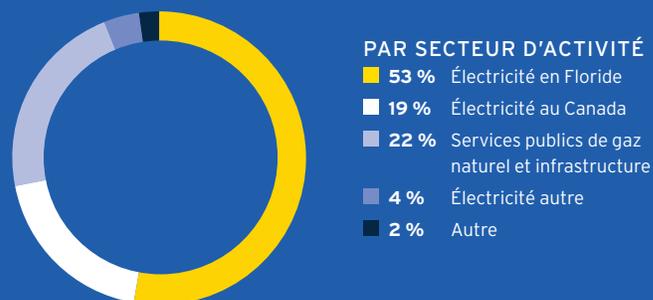
de capitaux investis en 2024, entraînant une augmentation annuelle de 8 % de la base tarifaire

## 5,4 %

de rendement des dividendes<sup>3</sup>

## Bénéfice net ajusté<sup>2</sup> de 2024

Sauf les charges du siège social



<sup>1</sup> Le RPA est une mesure non conforme aux PCGR, qui n'a pas de sens normalisé aux termes des PCGR des États-Unis. Pour obtenir plus d'informations, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>2</sup> D'après le bénéfice net ajusté de 2024, compte non tenu des coûts du siège social de 360 millions de dollars. Le bénéfice net ajusté est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas le sens normalisé aux termes des PCGR des États-Unis. Pour obtenir plus d'informations et un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus proche, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>3</sup> Fondé sur le cours de l'action du 31 décembre 2024 de 53,73 \$.

## NOTRE STRATÉGIE

Nous recherchons des occasions d'investissement dans le secteur des services publics qui soient fiables, porteuses de croissance et avant-gardistes, axées sur des activités de premier plan dans des territoires à forte croissance, une stratégie d'investissement en immobilisations solide et une approche réfléchie de la gestion des risques, qui sont autant de facteurs de création de valeur et de croissance constante pour nos actionnaires.

## NOTRE OBJECTIF

Dynamiser la vie moderne et mettre en place un avenir énergétique plus propre pour tous.

## NOTRE VISION

Être le fournisseur d'énergie de choix pour nos clients, l'employeur de choix pour nos employés et un choix privilégié par les investisseurs.

## NOS VALEURS

Nos valeurs fondamentales façonnent notre culture et orientent nos travaux au quotidien.

- Nous plaçons la sécurité au-dessus de tout.
- Nos clients sont notre priorité.
- Nous apprécions la candeur, le respect et la collaboration.
- Nous prenons soin l'un de l'autre ainsi que de l'environnement et de nos collectivités.
- Nous sommes exigeants et entreprenons de grands projets.

## PROGRÈS EN MATIÈRE DE LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

En nous appuyant sur plus de deux décennies d'investissements rentables, nous sommes fiers de nos réalisations passées en matière d'améliorations du système et de réductions des émissions de CO<sub>2</sub> qui répondent aux exigences gouvernementales et nous amènent vers la carboneutralité d'ici 2050<sup>1</sup>.



1 La concrétisation de notre vision dans ce délai est assujettie à des facteurs externes indépendants de notre volonté et dépend de décisions et/ou du soutien de tiers incluant des instances gouvernementales, des autorités de réglementation, des exploitants de systèmes indépendants, des producteurs d'électricité indépendants, des services publics interconnectés, des partenaires, des investisseurs, des clients et des collectivités autochtones. De plus, notre vision dépend de la mise au point et/ou de la commercialisation de nouvelles technologies émergentes et/ou du recours aux éléments compensatoires. Tout changement d'orientation aux politiques ou programmes gouvernementaux pourrait avoir une incidence sur nos projets et nos progrès. Nous ne procéderons à des investissements prospectifs que si nous pouvons démontrer de manière satisfaisante aux autorités de réglementation que ces investissements sont prudents et constituent la solution la plus rentable pour les clients dans le cadre des régimes législatifs et réglementaires applicables.

2 Comprend les programmes d'approvisionnement provinciaux et les contrats d'achat d'électricité indépendants.

3 La réduction de nos émissions de CO<sub>2</sub> et de charbon utilisé dans notre production d'électricité (mesurée en GWh) ainsi que notre vision de carboneutralité sont comparées aux niveaux de 2005 et comprennent les émissions de CO<sub>2</sub> de niveau 1 pour Tampa Electric et Nova Scotia Power uniquement. Ces valeurs sont en cours d'examen et de vérification. Nous avons précédemment communiqué un objectif interne pour 2025 visant à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 55 % par rapport aux niveaux de 2005.

4 90 % de notre plan d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 est axé sur les investissements rentables en matière de fiabilité et de modernisation du réseau, d'intégration des sources d'énergie renouvelable et d'innovation technologique.

5 Lorsque la législation l'exige ou qu'il est prouvé que cela est rentable pour les clients.

# Lettre de la présidente et du chef de la direction

---

**Karen Sheriff**

Présidente du conseil d'administration, Emera Inc.

**Scott Balfour**

Président et chef de la direction, Emera Inc.



---

## Chers actionnaires,

Le secteur de l'énergie traverse une période de transformation alors que des tendances économiques, sociales, politiques, technologiques et environnementales façonnent un avenir où l'énergie est l'une des pierres angulaires du progrès. Les avancées réalisées sur le plan de la transition énergétique amplifient cette transformation, de sorte qu'un changement fondamental est en train de s'opérer quant à la façon dont nous produisons, fournissons et consommons de l'énergie.

Au cours de l'année, notre secteur a connu de nombreux défis et a vu de nombreuses occasions, y compris l'évolution des attentes de la clientèle et les défis de l'abordabilité auxquels elle fait face, l'ampleur inédite des événements météorologiques, les contraintes touchant la chaîne d'approvisionnement, l'évolution de la politique gouvernementale et énergétique ainsi que l'incidence continue de la conjoncture économique et géopolitique mondiale.

Nos sociétés en exploitation ont relevé ces défis et ont saisi ces occasions en axant leurs efforts sur les résultats qu'elles peuvent offrir de manière fiable et au meilleur coût possible aux clients aujourd'hui, tout en s'assurant que nous puissions continuer de combler leurs besoins à l'avenir. Cet engagement envers la clientèle et l'excellence opérationnelle permet à Emera de se concentrer sur la valeur durable à long terme qu'elle offre aux actionnaires.

En 2024, l'intervention de nos équipes d'exploitation à la suite des deux tempêtes records qui ont touché nos services publics en Floride a permis d'illustrer le niveau d'engagement dont elles font preuve envers les clients. L'ouragan Helene a frappé à la fin du mois de septembre, suivi moins de deux semaines plus tard de l'ouragan Milton, soit la tempête la plus forte à frapper Tampa Bay en plus d'un siècle. Dans le sillage de l'ouragan Milton, plus de 6 000 membres du personnel de terrain, y compris des équipes de Nova Scotia Power et de tout le continent, ont travaillé sans relâche afin de rétablir le courant pour des centaines de milliers de clients de Tampa Electric en une semaine, en travaillant plus de 900 000 heures dans des conditions difficiles et sans aucun incident de sécurité grave.

En reconnaissance de ces efforts extraordinaires, Tampa Electric s'est vu décerner le prix Emergency Response Award pour l'année 2024 remis par l'Edison Electric Institute. Nous sommes extrêmement fiers du dévouement de l'équipe envers la clientèle dans ces circonstances exceptionnelles.

Le réseau de Peoples Gas a très bien tiré son épingle du jeu puisque moins de 1 500 de ses 500 000 clients ont connu des interruptions de service pendant les ouragans. Alors que les services publics d'électricité concentraient leurs efforts pour rétablir le courant de façon sécuritaire, Peoples Gas a fourni une énergie d'appoint essentielle aux maisons, aux entreprises, aux refuges et aux établissements de soins de santé, illustrant la robustesse et la fiabilité du réseau d'approvisionnement



en gaz naturel et le rôle essentiel qu'il joue dans le système énergétique de la Floride. De plus, l'équipe a pris des mesures en vue de protéger le réseau des dommages liés à la restauration après tempête en lançant une campagne ciblée de prévention des dommages soulignant l'importance d'avoir recours à des pratiques d'excavation sécuritaires dans les zones sinistrées.

Au sein d'Emera, chaque membre de l'équipe partage ce dévouement exceptionnel envers les clients, que nous renforçons par notre engagement sans faille envers l'excellence opérationnelle et l'accroissement de la valeur pour les actionnaires. Ainsi, nous avons accompli bien des choses ensemble pour les clients et les actionnaires au cours de l'exercice.

## Faits saillants de 2024

Nous avons atteint de nombreux jalons importants en 2024 alors que nous avons continué de concentrer nos efforts pour stimuler la croissance et améliorer la valeur pour actionnaires.

L'exécution réussie de notre plan stratégique nous a permis de renforcer notre bilan, de dégager une certaine latitude dans notre plan de financement des immobilisations et d'optimiser notre portefeuille en vue d'une croissance future. Ce plan comprenait la vente de notre participation dans le Labrador Island Link, dont la clôture a eu lieu en juin, et la vente de New Mexico Gas, dont la clôture devrait avoir lieu au cours de l'année. Après la clôture, ces deux ventes réuniront un produit combiné plus de deux fois supérieur à notre cible de 1,3 milliard de dollars.

Nous avons mené à bien une émission de titres hybrides d'un capital de 500 millions de dollars, principalement affecté au remboursement de la dette à long terme de la société de portefeuille.

Nous avons ralenti le taux de croissance de notre dividende pour avoir plus de flexibilité en ce qui a trait au financement de la robuste structure du capital qui se présente à nous, mais continuons d'offrir des dividendes croissants aux investisseurs.

## Notre plan ambitieux nous met dans une position favorable pour saisir les occasions de croissance à venir

Réalisation du plan d'investissement de

**3,2 G\$**

en 2024

Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de

**49 %**

depuis 2005

En Nouvelle-Écosse, nous avons travaillé avec le gouvernement fédéral et le gouvernement provincial afin d'obtenir un montant de plus de 600 millions de dollars pour les soldes déficitaires au titre du recouvrement des coûts du combustible et pour les coûts liés au combustible reportés pour Nova Scotia Power, ce qui a permis de réduire la dette et d'atténuer l'incidence qu'aura le recouvrement de ces coûts sur les tarifs que paieront les clients.

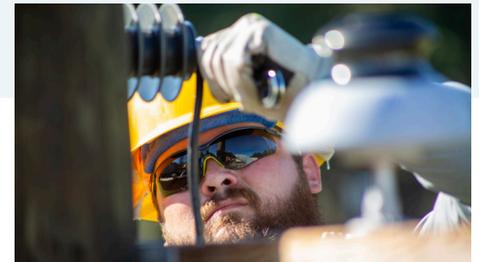
L'exécution de notre ambitieux plan favorise notre portefeuille composé d'actifs de premier ordre situés partout en Amérique du Nord et nous met dans une position favorable pour saisir les occasions de croissance à venir.

Nous avons réalisé avec succès notre plan d'investissement de 3,2 milliards de dollars – notre programme annuel le plus important jusqu'à maintenant – en poursuivant nos investissements dans la fiabilité, la résilience et l'expansion du réseau en vue de soutenir la croissance de la clientèle, ainsi qu'en investissant dans les énergies renouvelables et leur intégration au réseau, investissements effectués principalement pour respecter les exigences de décarbonation prescrites par la loi dans certains des territoires où nous exerçons nos activités. Cela nous a permis de réaliser des progrès significatifs dans l'ensemble de la société en 2024, notamment :

- À la fin de 2024, nous avons enregistré une baisse de 49 pour cent de nos émissions de CO<sub>2</sub> et avons réduit notre utilisation du charbon dans la production d'électricité de 80 pour cent, dans les deux cas par rapport aux niveaux de 2005<sup>1</sup>.
- Tampa Electric a poursuivi l'expansion de son parc solaire en 2024. Elle a mis en service deux nouveaux projets totalisant 100 MW, ce qui porte la capacité de production d'énergie solaire à 1 350 MW. L'ajout d'un autre bloc 745 MW est prévu d'ici la fin de 2028. La production d'énergie solaire, qui accroît la fiabilité du réseau, a permis aux clients de Tampa Electric d'économiser 321 millions de dollars américains en coûts de combustible depuis 2017.
- Peoples Gas a construit des gazoducs jusqu'aux installations de deux producteurs de gaz naturel renouvelable (GNR) afin d'ajouter du GNR à l'approvisionnement en gaz naturel de la Floride. Outre les trois installations de GNR déjà raccordées, l'équipe construit des gazoducs pour raccorder les installations situées au site d'enfouissement municipal de Polk County et à la ferme laitière Southern Cross Dairy, au gazoduc de transport interétatique. Le raccordement avec la ferme laitière sera bidirectionnel et permettra à celle-ci d'accéder au gaz naturel comme énergie d'appoint en cas de panne d'électricité. Les deux raccordements devraient entrer en service cette année.
- Après avoir obtenu l'approbation des autorités réglementaires en 2024, Nova Scotia Power a débuté la construction de son projet de stockage d'énergie par batterie à l'échelle du réseau de 150 MW dans le cadre d'un partenariat financier avec 13 collectivités Mi'kmaq de la Nouvelle-Écosse. Ce projet comprend l'aménagement de trois sites de stockage d'énergie par batterie de 50 MW qui permettront la mise en œuvre d'autres projets d'énergie renouvelable et qui amélioreront la fiabilité pour les clients. Deux sites devraient devenir opérationnels cette année, et le troisième en 2026.
- Le lien maritime a affiché un bon rendement en 2024 en enregistrant un taux de disponibilité de plus de 99,9 pour cent. Le lien a fourni près de deux millions de mégawatts d'hydroélectricité propre à la Nouvelle-Écosse, ce qui représente 19 pour cent des besoins énergétiques de Nova Scotia Power et a entraîné des économies de 100 millions de dollars pour les clients de la Nouvelle-Écosse au cours de l'année.

<sup>1</sup> Ces réductions font encore l'objet d'une vérification. La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ne comprend que les émissions de production de niveau 1 de Tampa Electric et de Nova Scotia Power.

La sécurité est notre priorité absolue dans l'ensemble d'Emera. Nous poursuivons notre travail en vue de renforcer notre solide culture de sécurité et nous nous efforçons sans relâche de réduire les blessures graves et les décès dans l'ensemble de nos activités.



- Pour la première fois, l'énergie solaire fait partie de l'équation à Grand Bahama Power grâce à des contrats d'achat d'énergie visant un total de 14,5 MW provenant de trois sites solaires indépendants, dont deux ont été mis en service en 2024. De plus, l'équipe travaille au lancement de son propre site solaire de 5 MW plus tard cette année. Lorsque tous ces projets seront mis en service, l'énergie solaire à GBPC totalisera 19,5 MW, soit environ 14,5 pour cent des besoins énergétiques de l'île. Outre la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, l'énergie solaire permet d'atténuer l'incidence de la volatilité des prix des combustibles et de stabiliser les coûts d'énergie pour les clients.

De nouveaux tarifs sont entrés en vigueur pour deux de nos services publics en 2024, à Peoples Gas au début du mois de janvier et à New Mexico Gas en octobre. En décembre, la Florida Public Service Commission a approuvé la quasi-totalité du plan d'investissement de Tampa Electric sur la base d'un rendement des capitaux propres médian de 10,5 %, avec une fourchette autorisée de 9,5 % à 11,5 %. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur en janvier 2025.

En décembre, nous avons annoncé notre plan d'investissement en immobilisations sur cinq ans, le plan le plus ambitieux de notre histoire grâce à des investissements de 20 milliards de dollars qui s'échelonnent jusqu'en 2029. En plus d'offrir une valeur exceptionnelle aux clients, notre plan d'investissement stimulera la croissance de la base tarifaire supérieure et appuiera la croissance cible de notre RPA ajusté, qui sera de cinq à sept pour cent jusqu'en 2027<sup>1,2</sup>.

Plan d'investissement  
en immobilisations sur  
cinq ans de

**20 G\$**

<sup>1</sup> Le RPA ajusté est un ratio non conforme aux PCGR qui n'a pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis. Pour obtenir plus d'informations, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>2</sup> La prévision quant à la croissance du RPA ajusté s'appuie sur 2024 comme année de référence.

Emera est en très bonne position pour saisir les occasions qui nous permettront d'offrir des résultats à nos clients et à nos actionnaires.

## Sécurité

La sécurité est notre priorité absolue dans l'ensemble d'Emera. Nous poursuivons notre travail en vue de renforcer notre solide culture de sécurité et nous nous efforçons sans relâche de réduire les blessures graves et les décès dans l'ensemble de nos activités.

Un leadership visible en matière de sécurité renforce notre engagement en la matière, et nous poursuivons nos efforts en ce sens. Tout au long de 2024, les membres de l'équipe de direction ont mené des initiatives en matière de sécurité dans l'ensemble de l'entreprise, y compris en participant à un large éventail d'activités comme les évaluations des risques, les vérifications de la conformité, les inspections et les conversations portant sur la sécurité. Nous sommes d'avis que ces initiatives permettent à nos dirigeants de mettre l'accent sur notre engagement auprès de nos employés de première ligne et, ainsi, de renforcer notre solide culture de sécurité.

Nos indicateurs clés en matière de sécurité pour 2024, même s'ils font état des taux bien inférieurs à ceux de la moyenne du secteur, ont été décevants. Notre taux global de blessures à déclarer a augmenté de 30 pour cent par rapport à l'année précédente, soit 24 points de pourcentage de plus que notre moyenne sur cinq ans. Notre taux de fréquence des blessures entraînant des arrêts de travail a augmenté de 40 pour cent par rapport à 2023, soit trois points de pourcentage de plus que notre moyenne sur cinq ans.

Nous tentons de tirer des leçons de tous les incidents. La sécurité est en tout temps au cœur de nos préoccupations et nous sommes déterminés à faire d'Emera une société où personne ne se blesse.

## Résultats financiers

Pour 2024, nous avons déclaré un bénéfice net ajusté annuel<sup>1</sup> de 849 millions de dollars et un RPA ajusté<sup>1</sup> de 2,94 \$. Ces résultats étaient conformes au résultat de 2,96 \$ en 2023 et aux prévisions relatives au taux de croissance du RPA ajusté.

Nos services publics réglementés, plus particulièrement ceux de la Floride, continuent de stimuler la croissance de nos résultats, grâce à une hausse du résultat ajusté<sup>1</sup> de six pour cent en 2024. La croissance du résultat ajusté<sup>1</sup> dans nos services publics réglementés a été contrebalancée par le recul du résultat découlant de nos placements attribuable à l'opération visant le Labrador Island Link au deuxième trimestre de 2024 et à la baisse des contributions en provenance d'Emera Energy en raison de conditions de marché moins favorables.

Nous concentrons nos efforts sur notre engagement d'offrir de la valeur à nos actionnaires. En 2024, notre conseil d'administration a approuvé une hausse de notre dividende trimestriel de 0,03 \$ l'action ordinaire, ce qui constitue la 18<sup>e</sup> année consécutive de hausse du dividende. Cette hausse était conforme à notre cible pour le taux de croissance du dividende annoncée lors de notre mise à jour stratégique de juin. De plus, nous avons annoncé une cible de croissance moyenne sur trois ans du RPA ajusté<sup>1</sup> de cinq à sept pour cent jusqu'en 2027<sup>2</sup>, ce qui traduit notre confiance dans la poursuite de notre croissance et la solidité de notre rendement. Les actionnaires d'Emera peuvent continuer de s'attendre à toucher des dividendes fiables et croissants, grâce à notre saine gestion financière et à une affectation disciplinée du capital.

Bénéfice net ajusté<sup>1</sup> annuel de

**849 M\$**

<sup>1</sup> Le bénéfice net ajusté et le RPA ajusté représentent respectivement une mesure financière non conforme aux PCGR et un ratio non conforme aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis. Pour obtenir plus d'informations et un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus proche, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » dans le rapport de gestion du quatrième trimestre de 2024 d'Emera.

<sup>2</sup> La prévision quant à la croissance du RPA ajusté s'appuie sur 2024 comme année de référence.

La mise à jour stratégique que nous avons présentée au marché en milieu d'année a obtenu une réponse positive. Nous avons constaté un solide rendement du cours de nos actions au cours du deuxième semestre, tant en termes absolus que relatifs. En effet, le rendement que nous avons enregistré était supérieur à celui des sociétés les plus semblables des indices des services publics tant canadiens qu'américains, et supérieur à celui du marché dans son ensemble.

Grâce à la convergence de certaines tendances clés qui stimule une hausse sans précédent de la demande pour une énergie fiable, le potentiel de croissance demeure fort, comme en témoignent nos prévisions pour le taux de croissance annuel composé de notre base tarifaire, qui devrait se situer entre sept à huit pour cent au cours des cinq prochaines années, à mesure que nous investissons pour répondre aux besoins de la clientèle. Nous sommes convaincus qu'en réalisant ces investissements axés sur la clientèle, nous offrirons également une valeur à long terme aux actionnaires d'Emera.

## Changements apportés au conseil

Après plus de 10 ans de service, Jackie Sheppard a quitté son poste de présidente du conseil d'Emera en février 2025. Son leadership et son expérience en matière de planification stratégique, de marchés publics, de droit et de gouvernance ont joué un rôle essentiel qui a permis à Emera de traverser une période de croissance et d'expansion significative, y compris grâce à l'acquisition de TECO en 2016 et l'achèvement réussi du projet de lien maritime. Nous continuerons de tirer profit de son expérience, puisqu'elle siégera à titre d'administratrice tout au long de 2025. Au nom du conseil et de toute l'équipe de gestion, nous vous remercions, M<sup>me</sup> Sheppard, de votre engagement inestimable envers Emera.

Karen Sheriff a été nouvellement nommée au poste de présidente. Depuis son entrée au service d'Emera en tant qu'administratrice en 2021, son expérience de direction dans des entreprises cotées en bourse et des entreprises privées ainsi que dans des environnements réglementés a fait d'elle un solide atout pour le conseil et elle jouera un rôle clé dans l'orientation de la prochaine phase de croissance d'Emera.

Nous avons accueilli Carla Tully au conseil en juin 2024. M<sup>me</sup> Tully est l'ancienne cheffe de la direction et co-fondatrice d'Earthrise Energy. Ses connaissances pointues dans les secteurs de l'énergie et des infrastructures en Amérique du Nord et en Europe combinées à son expérience dans la direction et à l'expansion d'entreprises font d'elle un solide atout pour notre conseil.

## Merci

Nous avons connu une année occupée, marquée par le progrès. Grâce à un bilan plus robuste, à un plan d'investissement en immobilisations discipliné et à un portefeuille d'actifs de premier ordre, dont la majorité est située dans des territoires de grande qualité en Amérique du Nord, Emera est en très bonne position pour saisir les occasions qui nous permettront d'offrir des résultats à nos clients et à nos actionnaires.

Notre succès est le résultat direct du travail acharné et du talent des équipes à l'échelle de toute l'entreprise.

Au conseil d'administration et à toute l'équipe d'Emera, merci pour les efforts que vous déployez sans relâche à l'égard de nos clients et pour votre engagement continu envers les actionnaires. Ensemble, nous avons réalisé d'énormes progrès, et notre entreprise est bien placée pour sa croissance future.

À nos actionnaires estimés, merci de votre confiance en Emera.

La présidente du conseil  
d'administration d'Emera Inc.,



**Karen Sheriff**

Le président et chef de la direction  
d'Emera Inc.,



**Scott Balfour**

# Rétrospective financière

<b>12</b>	<b>Information prospective</b>	<b>29</b>	<b>Principales données financières</b>	<b>46</b>	<b>Ratio de distribution des dividendes</b>
<b>12</b>	<b>Introduction et aperçu stratégique</b>	29	Services publics d'électricité de la Floride	<b>46</b>	<b>Transactions entre parties liées</b>
<b>13</b>	<b>Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR</b>	30	Services publics d'électricité canadiens	<b>46</b>	<b>Risque d'entreprise et gestion du risque</b>
<b>15</b>	<b>Rétrospective financière consolidée</b>	32	Services publics de gaz naturel et infrastructure	<b>54</b>	<b>Gestion des risques, y compris les instruments financiers</b>
15	Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice	34	Autres services publics d'électricité	<b>55</b>	<b>Communication de l'information et contrôles internes</b>
16	Principales données financières consolidées	36	Autres	<b>56</b>	<b>Estimations comptables critiques</b>
18	Faits saillants de l'état des résultats consolidés	<b>38</b>	<b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>	<b>60</b>	<b>Modification de méthodes et de pratiques comptables</b>
<b>20</b>	<b>Survol de l'entreprise et perspectives commerciales</b>	39	Flux de trésorerie consolidés - Faits saillants	60	Prises de position comptables futures
20	Services publics d'électricité de la Floride	40	Fonds de roulement	<b>61</b>	<b>Récapitulatif des résultats trimestriels</b>
21	Services publics d'électricité canadiens	40	Obligations contractuelles	<b>63</b>	<b>Rapport de la direction</b>
23	Services publics de gaz naturel et infrastructure	41	Dépenses en immobilisations consolidées prévues	<b>64</b>	<b>Rapport de l'auditeur indépendant</b>
24	Autres services publics d'électricité	41	Gestion de la dette	<b>68</b>	<b>Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant</b>
25	Autres	43	Cotes de crédit	<b>71</b>	<b>États des résultats consolidés</b>
<b>26</b>	<b>Bilans consolidés - Faits saillants</b>	43	Titres de créance garantis	<b>77</b>	<b>Notes afférentes aux états financiers consolidés</b>
<b>27</b>	<b>Autres faits récents</b>	44	Informations sur les actions en circulation	<b>139</b>	<b>Direction et conseil d'administration d'Emera</b>
		<b>45</b>	<b>Capitalisation des régimes de retraite</b>	<b>140</b>	<b>Information à l'intention des actionnaires</b>
		<b>45</b>	<b>Instruments hors bilan</b>		

# Rapport de gestion

En date du 21 février 2025

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements consolidés (collectivement, « Emera » ou la « société ») pour le quatrième trimestre de 2024 et l'exercice 2024 en entier par rapport aux périodes correspondantes de 2023 et aux principales informations financières de 2022, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 31 décembre 2024 par rapport au 31 décembre 2023. Les activités de la société sont réalisées par l'entremise de cinq secteurs à présenter : Services publics d'électricité de la Floride, Services publics d'électricité canadiens, Services publics de gaz naturel, Autres services publics d'électricité et infrastructure et Autres.

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités annuels d'Emera Incorporated et des notes annexes au 31 décembre 2024 et pour l'exercice clos à cette date. Emera suit les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États Unis » ou « PCGR »). On peut obtenir de plus amples renseignements sur Emera, y compris sa notice annuelle, sur Sedar+ à l'adresse [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca).

Les méthodes comptables utilisées par les entités à tarifs réglementés d'Emera peuvent différer de celles utilisées par les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera en ce qui a trait au moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges. Voici les filiales à tarifs réglementés et investissements d'Emera au 31 décembre 2024 :

<b>Filiale à tarifs réglementés ou placement dans des sociétés satellites</b>	<b>Organisme chargé de l'approbation/de l'examen des conventions comptables</b>
<b>Filiale</b>	
Tampa Electric Company (« TEC »)	Florida Public Service Commission (la « FPSC ») et Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »)	Nova Scotia Utility and Review Board (la « Régie »)
Peoples Gas System, Inc. (« PGS »)	La FPSC
New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »)	New Mexico Public Regulation Commission (la « NMPRC »)
SeaCoast Gas Transmission, LLC (« SeaCoast »)	La FPSC
Emera Brunswick Pipeline Company Limited (« Brunswick Pipeline »)	Régie canadienne de l'énergie (la « RCE »)
Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC »)	Fair Trading Commission de la Barbade (la « FTC »)
Grand Bahama Power Company Limited (« GBPC »)	The Grand Bahama Port Authority (la « GBPA »)
<b>Placements dans des sociétés satellites</b>	
NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »)	La Régie
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership and Maritimes & Northeast Pipeline LLC (« M&NP »)	La RCE et la FERC
St. Lucia Electricity Services Limited (« Lucelec »)	National Utility Regulatory Commission

Tous les montants sont en dollars canadiens (« \$ CA »), exception faite des montants indiqués dans les rubriques du présent rapport de gestion portant sur les secteurs Services publics d'électricité de la Floride, Services publics de gaz naturel et infrastructure et Autres services publics d'électricité qui, sauf indication contraire, sont libellés en dollars américains (« \$ US »).

## Information prospective

Le présent rapport de gestion contient de l'« information prospective », au sens attribué à cette expression dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables, ainsi que des énoncés qui reflètent les attentes actuelles quant à la croissance, aux résultats d'exploitation, au rendement, au calendrier et à l'issue attendus de la vente imminente de NMGC, aux perspectives et aux occasions commerciales futures de la société, et il pourrait ne pas être approprié à d'autres fins. La totalité de cette information prospective et de ces énoncés est présentée conformément aux dispositions relatives aux règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « prévoit », « croit », « pourrait », « estime », « s'attend à », « projette », « échéancier », « devrait », « vise » et « cible », de même que les verbes employés au conditionnel et au futur et les expressions similaires, visent souvent à mettre en évidence l'information prospective, bien que celle-ci ne soit pas toujours véhiculée au moyen de ces termes. L'information prospective reflète les opinions actuelles de la direction d'Emera et se fonde sur l'information dont celle-ci dispose actuellement, et elle ne devrait pas être interprétée comme une garantie portant sur les événements, le rendement ou les résultats futurs. De plus, elle ne reflétera pas nécessairement fidèlement la réalisation de ces événements, de ce rendement ou de ces résultats ni le moment de leur réalisation.

L'information prospective est fondée sur des hypothèses raisonnables et elle est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante des résultats historiques ou de ceux prévus dans le cadre de l'information prospective. Les facteurs pouvant faire en sorte que les événements ou les résultats diffèrent des attentes actuelles comprennent, sans en exclure d'autres, les suivants : le risque lié à la réglementation et le risque politique; le risque lié aux modifications législatives; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les fluctuations de la conjoncture économique; le risque lié à la disponibilité et au prix des produits de base; le risque de liquidité et le risque lié aux marchés financiers; les variations dans les notes de crédit; la croissance future des dividendes; la croissance de la base tarifaire, ainsi que la croissance du résultat ajusté par action ordinaire; le calendrier et les coûts liés à certains investissements en immobilisations; les incidences prévues sur Emera des défis touchant l'économie mondiale; les niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie entraîne une réduction de la demande en électricité; le risque lié aux changements climatiques; le risque lié aux conditions météorologiques, y compris l'augmentation de la fréquence et de la gravité des événements météorologiques; le risque de feux de forêt; les dépenses d'entretien et les autres dépenses imprévues; le risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque d'inflation; le risque de contrepartie; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; le risque pays; le risque lié à la chaîne d'approvisionnement; les risques environnementaux; le change; les décisions réglementaires et gouvernementales, y compris les modifications apportées aux lois touchant à l'environnement, à l'information financière et à la fiscalité; les risques liés aux exigences de rendement et de capitalisation des régimes de retraite; la perte d'un secteur de service; le risque de défaillance des infrastructures de technologies de l'information (« TI ») et les risques liés à la cybersécurité; les incertitudes liées aux maladies infectieuses, aux pandémies et aux menaces similaires pour la santé publique; les prix de vente des produits énergétiques sur le marché; les relations de travail; et la disponibilité des ressources en matière de main-d'œuvre et de gestion.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment à l'information prospective, étant donné que les résultats réels pourraient différer de façon importante des plans, des attentes, des estimations ou des intentions et des énoncés qui y figurent. L'ensemble de l'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion est publié sous réserve des mises en garde ci-dessus et, sauf si cela est exigé en vertu de la loi, Emera nie toute obligation de réviser ou de mettre à jour quelque information prospective que ce soit en raison de la production de nouveaux renseignements ou de la survenance de nouveaux événements, ou pour toute autre raison.

## Introduction et aperçu stratégique

Emera (TSX : EMA) est un fournisseur nord-américain de services énergétiques qui possède et exploite un portefeuille d'entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Elle exerce ses activités principalement en Floride, tout en étant également présente dans le Canada Atlantique, au Nouveau-Mexique et dans les Caraïbes. Le siège social d'Emera est situé à Halifax, en Nouvelle-Écosse.

La stratégie d'affaires d'Emera est centrée sur un investissement continu dans ses services publics réglementés, ainsi que sur une approche axée sur l'excellence en matière d'exploitation et d'efficacité, et ce, dans le but de fournir de l'énergie de manière sécuritaire et fiable à ses 2,6 millions de clients. La mise en œuvre efficace de ces priorités permet de générer un bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes prévisibles et croissants pour les actionnaires.

Les possibilités de bénéfice des services publics réglementés dépendent de l'ampleur de l'investissement net dans le service public (appelé « base tarifaire »), du montant des capitaux propres dans la structure du capital et du rendement ciblé des capitaux propres, tous ces éléments étant établis et approuvés par la réglementation. Les volumes des ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice. En 2024, les entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service d'Emera en Floride représentaient 65 pour cent de la base tarifaire consolidée moyenne, celles du Canada atlantique, 27 pour cent, et celles des Caraïbes et du Nouveau-Mexique, 4 pour cent chacune.

Il est prévu que le plan d'investissement en immobilisations d'Emera se chiffre à environ 20 milliards de dollars entre 2025 et 2029. Ce programme d'investissement se concentre sur la création de valeur pour les clients grâce à des investissements prudents dans la fiabilité et la résilience des systèmes, la modernisation et l'agrandissement des infrastructures afin de soutenir la croissance de la clientèle, l'intégration des énergies renouvelables ainsi que les innovations technologiques dans le but d'offrir une meilleure expérience client. Il est prévu que près de 80 pour cent de ces investissements en immobilisations seront effectués dans les services publics d'Emera en Floride, en raison de la croissance de la clientèle et des besoins en systèmes de TEC et de PGS.

En millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Plan d'investissement en immobilisations	3 420 \$	3 990 \$	4 050 \$	4 380 \$	4 590 \$	20 430 \$
Base tarifaire consolidée moyenne						
Activités américaines	21 520 \$	23 340 \$	25 140 \$	27 050 \$	29 400 \$	
Activités canadiennes	7 630	8 000	8 370	8 590	8 870	
Total	29 150 \$	31 340 \$	33 510 \$	35 640 \$	38 270 \$	

\* Le plan d'investissement en immobilisations et la base tarifaire consolidée moyenne ne tiennent pas compte de NMGC. Pour de plus amples renseignements sur la vente imminente de NMGC, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera sera financé principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne, par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation en conformité avec les structures du capital réglementées, par des émissions de titres de capitaux propres et par la vente prévue de NMGC. En règle générale, les besoins en capitaux propres d'Emera devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD ») et du programme d'émission d'actions au cours du marché (le « programme ACM ») d'Emera. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité stratégique essentielle de la société.

Emera a augmenté les dividendes par action ordinaire versés pendant 18 années consécutives et a établi des prévisions de croissance annuelle des dividendes de un à deux pour cent. Emera prévoit une croissance moyenne du résultat ajusté de base par action ordinaire de cinq à sept pour cent jusqu'en 2027, ce qui soutiendra la réduction du ratio de distribution des dividendes par rapport au bénéfice net ajusté. Pour plus de précisions sur les ratios non conformes aux PCGR que sont le « résultat ajusté par action ordinaire » et le « ratio de distribution du bénéfice net ajusté », se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR ».

## Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR

Emera utilise des unités de mesure et ratios financiers qui n'ont pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis et sont calculés en ajustant certaines unités de mesures conformes aux PCGR compte tenu d'éléments précis. Ceux-ci pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Une analyse et un rapprochement de ces mesures et ratios sont présentés ci-dessous.

### BÉNÉFICE NET AJUSTÉ, RÉSULTAT AJUSTÉ DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE ET RATIO DE DISTRIBUTION DU BÉNÉFICE NET AJUSTÉ

Emera calcule sa mesure du bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (le « bénéfice net ajusté ») en excluant les éléments ci-dessous du calcul du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. La direction estime que le fait d'exclure ces éléments reflète mieux les activités d'exploitation courantes et permet aux investisseurs de mieux connaître et évaluer la société.

Emera calcule le bénéfice net ajusté pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride, le secteur Services publics d'électricité canadiens, le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure, le secteur Autres services publics d'électricité et le secteur Autres. Le rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus proche est inclus pour chaque secteur. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Principales données financières » pour chacun des secteurs suivants : Services publics d'électricité de la Floride, Services publics de gaz naturel et infrastructure, Autres services publics d'électricité, et Autres.

Le résultat ajusté de base par action ordinaire et le ratio de distribution du bénéfice net ajusté sont des ratios non conformes aux PCGR dont le calcul est fondé sur le bénéfice net ajusté, tel qu'il est décrit ci-dessus. Pour plus de précisions sur le ratio de distribution du bénéfice net ajusté, se reporter à la rubrique « Ratio de distribution des dividendes ».

#### AJUSTEMENTS POUR TOUTES LES PÉRIODES :

##### Rajustements de réévaluation à la valeur du marché :

La direction estime que le fait d'exclure du bénéfice net l'incidence des réévaluations à la valeur du marché et des variations connexes, jusqu'au règlement des contrats, permet un meilleur appariement entre le but et l'incidence financière de ceux-ci et les flux de trésorerie sous-jacents, et ne tient donc pas compte des rajustements de réévaluation à la valeur du marché pour évaluer le rendement et la rémunération incitative. Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché sont liés à ce qui suit :

- aux instruments dérivés sur produits de base détenus à des fins de transaction (« DFT ») d'Emera, y compris les ajustements liés à l'écart de prix entre le lieu d'où provient le gaz naturel et le lieu où il est livré, et de l'amortissement connexe de la capacité de transport constaté à la suite de certaines opérations de commercialisation et de négociation d'Emera Energy;
- aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp ») incluses dans la quote-part du bénéfice d'Emera;
- à des titres de capitaux propres détenus dans BLPC et Emera Energy;
- à la couverture de change d'Emera effectuée pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en dollars américains.

## AJUSTEMENTS DE 2024 :

**Gain à la vente de la participation minoritaire indirecte d'Emera dans LIL (le « gain à la vente de LIL ») :**

Au deuxième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé un gain de 107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, à la vente de LIL. Au quatrième trimestre de 2024, elle a comptabilisé une économie d'impôts de 22 millions de dollars liée à la reprise d'une provision pour moins-value de l'exercice précédent. Une partie du gain imposable à la vente de la LIL a été contrebalancée par des reports de pertes de l'exercice précédent, dont l'avantage fiscal faisait l'objet d'une provision pour moins-value au 31 décembre 2023. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

**Dissolution de la structure financière :**

Au quatrième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une économie d'impôts de 58 millions de dollars se rapportant à des dépenses d'intérêts et de financement rejetées et à la dissolution d'une structure de financement spécifique. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

**Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs :**

Au quatrième trimestre de 2024, la société a comptabilisé des charges de 26 millions de dollars, après impôts, liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs se rapportant principalement à Block Energy LLC (« Block Energy »). Se reporter à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pour plus de précisions.

**Charges liées à la vente imminente de NMGC :**

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de NMGC. Au troisième trimestre de 2024, la société a comptabilisé un goodwill hors trésorerie et d'autres pertes de valeur de 206 millions de dollars après impôts, ainsi qu'une perte supplémentaire représentant des coûts de transaction estimés de 19 millions de dollars, après impôts, liés à cette vente imminente. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

## AJUSTEMENTS DE 2022 :

**Perte de valeur liée à GBPC :**

Au quatrième trimestre de 2022, Emera a comptabilisé une perte de valeur du goodwill hors trésorerie de 73 millions de dollars liée à GBPC en raison d'une diminution de la juste valeur de l'unité d'exploitation.

**Coûts non recouvrables de NSPML :**

Au premier trimestre de 2022, la Régie a rendu une décision rejetant le recouvrement de coûts de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) inclus dans la demande des coûts d'investissement finale de NSPML.

## RAPPROCHEMENT ENTRE LE BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D'ACTION ORDINAIRE ET LE BÉNÉFICE NET AJUSTÉ :

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2024	2023	2024	2023	2022
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154 \$	289 \$	494 \$	978 \$	945 \$
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts <sup>1)</sup>	22	–	129	–	–
Dissolution d'une structure de financement	58	–	58	–	–
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts <sup>2)</sup>	(26)	–	(26)	–	–
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts <sup>3), 4)</sup>	–	–	(225)	–	–
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts <sup>5)</sup>	(146)	114	(291)	169	175
Perte de valeur liée à GBPC	–	–	–	–	(73)
Coûts non recouvrables de NSPML	–	–	–	–	(7)
Bénéfice net ajusté	246 \$	175 \$	849 \$	809 \$	850 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,52 \$	1,04 \$	1,71 \$	3,57 \$	3,56 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,84 \$	0,63 \$	2,94 \$	2,96 \$	3,20 \$

1) Compte tenu d'un recouvrement d'impôt sur les bénéfices de 22 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 et déduction faite d'une charge d'impôt sur les bénéfices de 53 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

3) Représente (i) un goodwill hors trésorerie et d'autres pertes de valeur de 206 millions de dollars après impôts et (ii) des coûts de transaction de 19 millions de dollars après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 21 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

5) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 57 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (charge de 44 millions de dollars en 2023) et d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 117 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 68 millions de dollars en 2023) (charge de 73 millions de dollars en 2022).

## BAIIA ET BAIJA AJUSTÉ

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAIIA ») et le BAIIA ajusté sont des mesures financières non conformes aux PCGR utilisées par Emera. Ces mesures financières sont utilisées par bon nombre d'investisseurs et de prêteurs pour mieux comprendre et analyser les flux de trésorerie et la qualité du crédit. Le BAIIA est utile pour évaluer le rendement d'exploitation d'Emera et est un indicateur de la capacité de la société à assurer le service de la dette ou à contracter des emprunts, à engager des dépenses en immobilisations et à financer le fonds de roulement.

Le BAIIA ajusté représente le BAIIA, compte non tenu de l'incidence sur le bénéfice du gain à la vente de la participation dans LIL, des charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, des charges liées à la vente imminente de NMGC, des rajustements de réévaluation à la valeur du marché, de la perte de valeur liée à GBPC en 2022 et des coûts non recouvrables de NSPML en 2022.

### RAPPROCHEMENT ENTRE LE BÉNÉFICE NET ET LE BAIJA ET LE BAIJA AJUSTÉ :

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2024	2023	2024	2023	2022
Bénéfice net <sup>1)</sup>	173 \$	307 \$	568 \$	1 045 \$	1 009 \$
Intérêts débiteurs nets	248	241	973	925	709
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(199)	51	(159)	128	185
Amortissement	296	264	1 162	1 049	952
BAIIA	518 \$	863 \$	2 544 \$	3 147 \$	2 855 \$
Gain à la vente de la participation dans LIL, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	–	–	182	–	–
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	(32)	–	(32)	–	–
Charges liées à la vente imminente de NMGC, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	–	–	(246)	–	–
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché, avant impôts	(203)	158	(408)	237	248
Perte de valeur liée à GBPC	–	–	–	–	(73)
Coûts non recouvrables de NSPML	–	–	–	–	(7)
BAIIA ajusté	753 \$	705 \$	3 048 \$	2 910 \$	2 687 \$

1) Le bénéfice net représente le bénéfice avant la participation ne donnant pas le contrôle dans les filiales et les dividendes sur les actions privilégiées.

## Rétrospective financière consolidée

### Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice

Les éléments indiqués ci-dessous ont eu une incidence importante sur le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, mais ont été exclus du bénéfice net ajusté, comme il est décrit à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR ».

### DISSOLUTION DE LA STRUCTURE DE FINANCEMENT

En 2024, la société a engagé des dépenses d'intérêts et de financement de 185 millions de dollars dans le cadre d'une structure de financement spécifique. On s'attend à ce que les dépenses d'intérêts et de financement actuelles et futures soient rejetées en vertu des règles de restriction des dépenses excessives d'intérêts et de financement (les « RDEIF ») récemment promulguées, de sorte que la structure de financement a été dissoute. Il a été déterminé qu'il est plus probable qu'improbable qu'Emera réalise l'avantage associé aux dépenses d'intérêts et de financement actuellement rejetées au cours de périodes à venir et, par conséquent, un actif d'impôts reportés de 54 millions de dollars et une économie d'impôts connexe (0,19 \$ par action ordinaire) ont été comptabilisés au quatrième trimestre de 2024. De plus, Emera a comptabilisé une économie d'impôts de 4 millions de dollars (0,01 \$ par action ordinaire) liée à la reprise d'un passif d'impôts reportés à la dissolution de la structure de financement. L'économie d'impôts totale de 58 millions de dollars a été comptabilisée au poste « (Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices » dans les états des résultats consolidés et incluse dans le secteur Autres. Pour plus de précisions sur les RDEIF, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

### CHARGES LIÉES À DES COÛTS DE LIQUIDATION ET À CERTAINES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS

Au quatrième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé des charges de 32 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts, ou 0,09 \$ par action ordinaire) liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs se rapportant principalement à Block Energy. Ces charges ont été comptabilisées aux postes « Autres produits, montant net » et « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés et incluses principalement dans le secteur Autres.

### GAIN À LA VENTE DE LA PARTICIPATION DANS LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Un gain à la vente de 182 millions de dollars, après coûts de transaction (107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, ou 0,37 \$ par action ordinaire), a été comptabilisé au poste « Autres produits, montant net » dans les états des résultats consolidés du deuxième trimestre de 2024 et inclus dans le secteur Autres. Au quatrième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une économie d'impôts de 22 millions de dollars (0,08 \$ par action ordinaire) liée à la reprise d'une provision pour moins-value de l'exercice précédent. Une partie du gain en capital imposable à la vente de la participation dans LIL a été contrebalancée par des reports de pertes de l'exercice précédent, dont l'avantage fiscal faisait l'objet d'une provision pour moins-value au 31 décembre 2023. Cet avantage fiscal a été comptabilisé au poste « (Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéficiaires » dans les états des résultats consolidés du quatrième trimestre de 2024 et inclus dans le secteur Autres. Pour plus de précisions sur l'opération, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

### CHARGES LIÉES À LA VENTE IMMINENTE DE NMGC

Au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé un goodwill hors trésorerie et d'autres pertes de valeur de 221 millions de dollars (206 millions de dollars après impôts, ou 0,72 \$ par action ordinaire) liés à l'unité d'exploitation NMGC. Ces charges ont été comptabilisées au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés et incluses dans les secteurs Autres et Services publics de gaz naturel et infrastructures, respectivement. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » pour plus de précisions sur la vente imminente de NMGC. Se reporter à la note 23 afférente aux états financiers consolidés pour plus de précisions sur la perte de valeur du goodwill hors trésorerie.

De plus, au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une perte de 25 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts, ou 0,06 \$ par action ordinaire) représentant des coûts de transaction estimés liés à la vente imminente de NMGC. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés au poste « Autres produits, montant net » dans l'état des résultats consolidés et inclus dans le secteur Autres. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

### INCIDENCE, SUR LE BÉNÉFICE, DE LA PERTE DÉCOULANT DE LA RÉÉVALUATION À LA VALEUR DU MARCHÉ APRÈS IMPÔTS

Le gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 114 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2023 a diminué de 260 millions de dollars pour représenter une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 146 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024. Le gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 169 millions de dollars inscrit pour l'exercice 2023 a diminué de 460 millions de dollars pour représenter une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 291 millions de dollars pour l'exercice 2024. Ces diminutions s'expliquent essentiellement par les variations des positions existantes, partiellement contrebalancées par la baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel à Emera Energy Services (« EES »).

## Principales données financières consolidées

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2024	2023	2024	2023	2022
<b>Bénéfice net ajusté</b>					
Services publics d'électricité de la Floride	120 \$	115 \$	644 \$	627 \$	596 \$
Services publics d'électricité canadiens	77	68	232	247	222
Services publics de gaz naturel et infrastructure	87	59	267	214	221
Autres services publics d'électricité	21	4	48	35	29
Autres	(59)	(71)	(342)	(314)	(218)
Bénéfice net ajusté	246 \$	175 \$	849 \$	809 \$	850 \$
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts	22	–	129	–	–
Dissolution de la structure de financement	58	–	58	–	–
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts	(26)	–	(26)	–	–
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	–	–	(225)	–	–
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts	(146)	114	(291)	169	175
Perte de valeur liée à GBPC	–	–	–	–	(73)
Coûts non recouvrables de NSPML	–	–	–	–	(7)
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154 \$	289 \$	494 \$	978 \$	945 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2023 et 2024 :

en millions de dollars	Trois mois clos le 31 décembre	Exercices clos le 31 décembre
<b>Bénéfice net ajusté - 2023</b>	<b>175 \$</b>	<b>809 \$</b>
<b>Rendement des unités d'exploitation</b>		
Augmentation du bénéfice à NSPI attribuable à la hausse du recouvrement d'impôts sur les bénéfices, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement au report moins important des coûts liés aux tempêtes	31	19
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, du bénéfice du secteur Autres services publics d'électricité attribuable essentiellement au calendrier du recouvrement des coûts liés au combustible et à la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales. L'augmentation d'un exercice à l'autre est attribuable essentiellement à la hausse du volume des ventes, en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	17	13
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, du bénéfice de NMGC attribuable à la hausse des produits découlant des nouveaux tarifs de base, en partie contrebalancée par l'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices. La diminution du bénéfice d'un exercice à l'autre est attribuable à la baisse des produits au titre de l'optimisation des actifs, en partie contrebalancée par l'augmentation des produits découlant des nouveaux tarifs de base	14	(4)
Augmentation du bénéfice à PGS attribuable à l'augmentation des produits découlant des nouveaux tarifs de base et à la croissance de la clientèle, en partie contrebalancées par l'augmentation des intérêts débiteurs, de la dotation aux amortissements, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de la charge d'impôts sur les bénéfices	11	58
Augmentation du bénéfice à TEC attribuable à l'augmentation des produits découlant de la croissance de la clientèle et des nouveaux tarifs de base et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, en partie contrebalancées par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de la dotation aux amortissements. Le bénéfice d'un exercice à l'autre a également augmenté en raison de la diminution de la charge d'impôt sur les bénéfices et de la baisse des intérêts débiteurs, en partie contrebalancées par les conditions météorologiques défavorables	5	17
Diminution, d'un exercice à l'autre, du bénéfice à EES attribuable aux possibilités de couverture favorables au premier trimestre de 2023 et aux conditions de marché moins favorables en 2024	(3)	(16)
Diminution du bénéfice à Bear Swamp attribuable principalement à la comptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement en 2023	(13)	(20)
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL	(16)	(32)
<b>Siège social</b>		
Diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés attribuable à l'utilisation de reports prospectifs de pertes fiscales	36	39
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices	15	20
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les intérêts débiteurs en dollars américains, à la hausse de la dette de la société et à la hausse des taux d'intérêt	(9)	(38)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes	(16)	(1)
<b>Autres écarts</b>	<b>(1)</b>	<b>(15)</b>
<b>Bénéfice net ajusté - 2024</b>	<b>246 \$</b>	<b>849 \$</b>

en millions de dollars	2024	Exercices clos les 31 décembre	
		2023	2022
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	2 194 \$	2 336 \$	1 147 \$
Variation du fonds de roulement	452	(95)	(234)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 646 \$	2 241 \$	913 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 218) \$	(2 917) \$	(2 569) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(818) \$	939 \$	1 555 \$

Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie consolidés - Faits saillants » pour obtenir une analyse plus approfondie des flux de trésorerie.

en millions de dollars	Aux 31 décembre		
	2024	2023	2022
Total de l'actif	42 951 \$	39 480 \$	39 742 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) <sup>1)</sup>	18 407 \$	18 365 \$	16 318 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et les passifs étaient classés comme étant détenus en vue de la vente et ne sont pas pris en compte dans ce tableau. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 4 afférente aux états financiers consolidés.

## Faits saillants de l'état des résultats consolidés

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre			Exercice clos le 31 décembre
	2024	2023	Variance	2024	2023	Variance	2022
Produits d'exploitation	1 763 \$	1 972 \$	(209) \$	7 200 \$	7 563 \$	(363) \$	7 588 \$
Charges d'exploitation	1 524	1 467	(57)	6 120	5 769	(351)	5 959
Bénéfice d'exploitation	239 \$	505 \$	(266) \$	1 080 \$	1 794 \$	(714) \$	1 629 \$
Autres produits (charge) nets	(29) \$	51 \$	(80) \$	203 \$	158 \$	45 \$	145 \$
Intérêts débiteurs nets	248 \$	241 \$	(7) \$	973 \$	925 \$	(48) \$	709 \$
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(199) \$	51 \$	250 \$	(159) \$	128 \$	287 \$	185 \$
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154 \$	289 \$	(135) \$	494 \$	978 \$	(484) \$	945 \$
Bénéfice net ajusté	246 \$	175 \$	71 \$	849 \$	809 \$	40 \$	850 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	294,1	277,7	16,4	289,1	273,6	15,5	265,5
Résultat de base par action ordinaire	0,52 \$	1,04 \$	(0,52) \$	1,71 \$	3,57 \$	(1,86) \$	3,56 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,52 \$	1,04 \$	(0,52) \$	1,71 \$	3,57 \$	(1,86) \$	3,55 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,84 \$	0,63 \$	0,21 \$	2,94 \$	2,96 \$	(0,02) \$	3,20 \$
BAIIA ajusté	753 \$	705 \$	48 \$	3 048 \$	2 910 \$	138 \$	2 687 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,7250 \$	0,7175 \$	0,0075 \$	2,8775 \$	2,7875 \$	0,0900 \$	2,6775 \$
Dividendes par action privilégiée de premier rang déclarés :							
Série A				0,5456 \$	0,5456 \$	– \$	0,5456 \$
Série B				1,6966 \$	1,5583 \$	0,1383 \$	0,6869 \$
Série C				1,6085 \$	1,2873 \$	0,3212 \$	1,1802 \$
Série E				1,1250 \$	1,1250 \$	– \$	1,1250 \$
Série F				1,0505 \$	1,0505 \$	– \$	1,0505 \$
Série H				1,5810 \$	1,3140 \$	0,2670 \$	1,2250 \$
Série J				1,0625 \$	1,0625 \$	– \$	1,0625 \$
Série L				1,1500 \$	1,1500 \$	– \$	1,1500 \$

## PRODUITS D'EXPLOITATION

Les produits d'exploitation ont diminué de 209 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024 comparativement au quatrième trimestre de 2023 et, compte non tenu de la baisse de 291 millions de dollars du gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 82 millions de dollars. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les produits d'exploitation ont diminué de 363 millions de dollars par rapport à 2023 et, compte non tenu de la baisse de 559 millions de dollars du gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 196 millions de dollars. Les hausses découlent des nouveaux tarifs à PGS, à NSPI, à TEC et à NMGC, de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et de la croissance de la clientèle à TEC et à PGS. Les augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible et de la surcharge au titre des tempêtes à TEC (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales) et par la baisse des produits liés au combustible à NMGC. L'augmentation d'un exercice à l'autre s'explique également par les modifications qui avaient été apportées en 2023 à la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI (compensation dans la production d'électricité et l'achat d'électricité).

## CHARGES D'EXPLOITATION

Au quatrième trimestre de 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 57 millions de dollars par rapport à celles inscrites au quatrième trimestre de 2023 et, compte non tenu des charges de 4 millions de dollars liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, elles ont augmenté de 53 millions de dollars. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 351 millions de dollars comparativement à celles inscrites pour l'exercice 2023 et, compte non tenu du goodwill et des autres pertes de valeur de 225 millions de dollars liés à la vente imminente de NMGC, elles ont augmenté de 126 millions de dollars, en raison de la hausse de la dotation aux amortissements à TEC et à PGS, de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, de la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et des charges générales attribuable au moment des recouvrements différés au titre de clauses à PGS et à TEC, du report moins important des coûts liés aux tempêtes et de la hausse des coûts liés au programme de gestion axée sur la demande à NSPI, ainsi que de l'augmentation des coûts de main-d'œuvre à PGS. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la baisse des prix du gaz naturel à NMGC, à PGS et à TEC et par la comptabilisation de coûts liés aux dommages causés par les tempêtes moins élevés (compensation dans les produits). L'augmentation d'un exercice à l'autre s'explique également par les modifications qui avaient été apportées à la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI en 2023 (compensation dans les produits).

### AUTRES PRODUITS NETS

Les autres produits nets ont diminué de 80 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024 par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2023, en raison des charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs et de l'augmentation des pertes de change.

Les autres produits nets ont augmenté de 45 millions de dollars au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 par rapport à ceux de l'exercice clos le 31 décembre 2023, en raison du gain à la vente de la participation dans LIL, après coûts de transaction, partiellement contrebalancé par l'augmentation des pertes de change, par les charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, par les coûts de transaction liés à la vente imminente de NMGC et par la diminution des produits d'intérêts.

### INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les intérêts débiteurs nets ont augmenté de 7 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024 et de 48 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les intérêts débiteurs en dollars américains, de la hausse des emprunts destinés au financement des activités courantes et de l'augmentation des taux d'intérêt.

### (RECOUVREMENT) CHARGE D'IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices au quatrième trimestre de 2024 affiche une hausse de 250 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2023, ce qui s'explique par le recul du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, par la diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés et par la comptabilisation d'avantages fiscaux liés aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, le recouvrement d'impôts sur les bénéfices a augmenté de 287 millions de dollars par rapport à l'exercice 2023, en raison de la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices (compte non tenu du gain à la vente de la participation dans LIL et des charges liées à la vente imminente de NMGC), de la diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés et de la comptabilisation d'avantages fiscaux liés aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées. Cette hausse du recouvrement a été partiellement contrebalancée par l'incidence fiscale nette du gain à la vente de la participation dans LIL et par les charges liées à la vente imminente de NMGC.

### BÉNÉFICE NET ET BÉNÉFICE NET AJUSTÉ

Par rapport à celui du quatrième trimestre de 2023, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires du quatrième trimestre de 2024 reflète l'incidence favorable de l'économie d'impôt de 58 millions de dollars liée à une structure de financement spécifique et à sa dissolution, ainsi que de la reprise de la provision pour moins-value de 22 millions de dollars liée au gain à la vente de LIL, et il reflète l'incidence défavorable des charges de 26 millions de dollars liées aux coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs et l'incidence défavorable de la baisse de 260 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché. Compte non tenu de ces incidences, le bénéfice net ajusté a augmenté de 71 millions de dollars, ce qui est principalement attribuable à la hausse du bénéfice à NSPI, du secteur Autres services publics d'électricité, de NMGC, de PGS et de TEC, ainsi qu'à l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL, par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social attribuable au calendrier de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes, par l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social et par la baisse du bénéfice à Emera Energy.

Par rapport à l'exercice 2023, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de l'exercice clos le 31 décembre 2024 reflète l'incidence favorable du gain à la vente de LIL de 129 millions de dollars, ainsi que l'incidence favorable de l'économie d'impôt de 58 millions de dollars liée à une structure de financement spécifique et à sa dissolution, et il reflète l'incidence défavorable de 26 millions de dollars des charges liées aux coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs et l'incidence défavorable des charges de 225 millions de dollars liées à la vente imminente de NMGC et de la baisse de 460 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur de marché. Compte non tenu de ces variations, le bénéfice net ajusté a augmenté de 40 millions de dollars, en raison principalement de la hausse du bénéfice à PGS, à NSPI, à TEC et pour le secteur Autres services publics d'électricité, ainsi que de l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des intérêts débiteurs du siège social, par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL et par la baisse du bénéfice à Emera Energy.

### RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE ET RÉSULTAT AJUSTÉ DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE

Le résultat de base par action ordinaire du quatrième trimestre de 2024 a été moins élevé que celui du quatrième trimestre de 2023 en raison de l'incidence de la diminution du bénéfice dont il est question ci-dessus et de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation. Le résultat ajusté de base par action ordinaire a été plus élevé au quatrième trimestre de 2024 qu'au quatrième trimestre de 2023 en raison de l'augmentation du résultat ajusté dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Le résultat de base par action ordinaire a été moins élevé pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 par rapport à 2023 en raison de l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation et de la diminution du bénéfice dont il est question ci-dessus. Le résultat ajusté de base par action ordinaire a reculé en 2024 par rapport à 2023 en raison de l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation, en partie contrebalancée par l'augmentation du bénéfice ajusté dont il est question ci-dessus.

## INCIDENCE DE LA CONVERSION DES MONNAIES ÉTRANGÈRES

Emera exerce des activités aux États-Unis, au Canada et dans divers pays des Caraïbes et génère donc des revenus et engage des dépenses libellés en monnaies locales, qui sont convertis en dollars canadiens aux fins de la présentation de l'information financière. Les variations des taux de change, en particulier les fluctuations de la valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien, peuvent avoir une incidence positive ou négative sur les résultats d'Emera.

Les résultats des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change moyen pondéré, et les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis au cours en vigueur à la clôture de la période. Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain sur le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour 2024 et 2023 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,37 \$	1,36 \$	1,36 \$	1,35 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,44 \$	1,32 \$	1,44 \$	1,32 \$

Le tableau ci-dessous présente les principaux secteurs dont les contributions au bénéfice net ajusté sont comptabilisées en dollars américains :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Services publics d'électricité de la Floride <sup>1)</sup>	85 \$	85 \$	470 \$	466 \$
Services publics de gaz naturel et infrastructure <sup>2), 3)</sup>	56	41	178	142
Autres services publics d'électricité	15	3	35	26
Secteur Autres <sup>4), 5)</sup>	(33)	(18)	(131)	(95)
<b>Total<sup>1), 3), 5)</sup></b>	<b>123 \$</b>	<b>111 \$</b>	<b>552 \$</b>	<b>539 \$</b>

1) Exclut d'autres pertes de valeur de 2 millions de dollars américains après impôts pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024.

2) Comprend le bénéfice net en dollars américains provenant de PGS, de NMGC, de SeaCoast et de M&NP.

3) Exclut un montant de 6 millions de dollars américains après impôts au titre d'autres pertes de valeur liées à la vente imminente de NMGC pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

4) Comprend la tranche du bénéfice net ajusté en dollars américains d'EES et de Bear Swamp, ainsi que les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains d'Emera Inc.

5) Exclut des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 84 millions de dollars américains après impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (gain de 73 millions de dollars américains après impôts en 2023) et des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 189 millions de dollars américains après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (gain de 116 millions de dollars américains après impôts en 2023).

L'affaiblissement du dollar canadien s'est traduit par une augmentation de 2 millions de dollars du bénéfice net ajusté pour le quatrième trimestre de 2024 et de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. L'incidence des variations de la conversion du dollar canadien tient compte des incidences des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social utilisées pour atténuer le risque de change lié au bénéfice en dollars américains dans le secteur Autres.

L'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains a été plus que contrebalancée par les pertes réalisées et non réalisées sur des couvertures de change utilisées pour atténuer le risque de change lié au bénéfice en dollars américains, ce qui a entraîné une diminution de 29 millions de dollars du bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2024 et une diminution de 35 millions de dollars du bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023.

## Survol de l'entreprise et perspectives commerciales

### Services publics d'électricité de la Floride

Le secteur Services publics d'électricité de la Floride se compose de TEC, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée qui offre des services de production, de transport et de distribution d'électricité aux abonnés du centre-ouest de la Floride. Comptant environ 13 milliards de dollars américains d'actifs et quelque 855 000 abonnés au 31 décembre 2024, TEC possède une capacité de production de 6 620 mégawatts (« MW ») d'électricité, dont 73 pour cent proviennent de centrales au gaz naturel, 20 pour cent, de l'énergie solaire, et 7 pour cent, de centrales au charbon. TEC possède également 2 192 kilomètres d'installations de transport d'électricité de même que 20 693 kilomètres d'installations de distribution d'électricité. TEC satisfait aux critères de planification pour la capacité de réserve établis par la FPSC, qui exigent une marge de réserve de 20 pour cent supérieure à la pointe de la demande.

Le RCP réglementé approuvé de TEC, qui entre en vigueur en 2025, se situe entre 9,50 pour cent et 11,50 pour cent (entre 9,25 pour cent et 11,25 pour cent en 2024), moyennant une participation autorisée de 54 pour cent (54 pour cent en 2024) dans la structure du capital. Un RCP de 10,50 pour cent (10,20 pour cent en 2024) est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses.

TEC prévoit dégager un RCP se situant dans sa fourchette en 2025. En raison des nouveaux tarifs de base qui sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025, le bénéfice en dollars américains de TEC en 2025 devrait être supérieur à celui de 2024. Si l'on normalise 2024 pour tenir compte des conditions météorologiques, le volume des ventes de TEC en 2025 devrait être plus élevé qu'en 2024 en raison de la croissance de la clientèle. TEC prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2025 seront comparables à ceux de 2024, ce qui reflète la croissance économique prévue en Floride.

Le 2 avril 2024, TEC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la FPSC. Le 3 décembre 2024, la FPSC a rendu une décision qui prévoit des hausses annuelles du taux de base de 185 millions de dollars américains en 2025 et des ajustements de 87 millions de dollars américains et de 9 millions de dollars américains en 2026 et en 2027, respectivement. Les tarifs comprennent un recouvrement des coûts liés aux projets de production d'énergie solaire, à l'augmentation de la capacité de stockage d'énergie, un centre de conduite du réseau plus résilient et modernisé, ainsi que d'autres projets visant à rehausser la résilience et la fiabilité. La participation autorisée dans la structure du capital continuera d'être de 54 pour cent à l'égard du capital provenant d'investisseurs et le RCP réglementé approuvé se situe entre 9,50 pour cent et 11,50 pour cent avec un rendement médian de 10,50 pour cent. Le 3 février 2025, la FPSC a publié l'ordonnance finale approuvant la décision, qui a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Le 18 février 2025, une demande de nouvel examen de certains aspects de l'ordonnance visant la demande de hausse tarifaire a été déposée auprès de la FPSC. TEC répondra à cette motion en février 2025. TEC s'attend à ce que la FPSC prenne une décision finale sur la motion au cours du deuxième trimestre de 2025.

Le 26 septembre 2024, l'ouragan Helene est passé à 160 kilomètres (100 milles) à l'ouest de Tampa et a touché terre à environ 300 kilomètres (200 milles) au nord de Tampa, dans le comté de Taylor, en tant qu'ouragan de catégorie 4. Le territoire de service de TEC a été touché par des vents de force tempête tropicale et des ondes de tempête, qui ont eu pour effet de priver d'électricité 100 000 clients au plus fort de la panne. Au 31 décembre 2024, TEC a reporté un montant de 49 millions de dollars américains dans la réserve en cas de tempête en vue d'un recouvrement futur.

Le 9 octobre 2024, l'ouragan Milton a touché terre à environ 80 kilomètres (50 milles) au sud de Tampa, près de Sarasota, et a constitué l'événement météorologique le plus dévastateur qu'ait connu la région depuis plus de 100 ans. L'ouragan de catégorie 3 a eu des répercussions importantes sur le territoire de service de TEC, privant d'électricité 600 000 clients au plus fort de la panne. Au 31 décembre 2024, TEC a reporté un montant de 340 millions de dollars américains dans la réserve en cas de tempête en vue d'un recouvrement futur.

Au 31 décembre 2024, le total des coûts de restauration comptabilisés dans le compte de réserve en cas de tempête était supérieur au solde de la réserve en cas de tempête (pour plus de précisions sur la réserve en cas de tempête, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés d'Emera) et, par conséquent, un montant de 377 millions de dollars américains a été reporté à titre d'actif réglementaire en vue d'un recouvrement futur. Le 4 février 2025, la FPSC a approuvé la demande de TEC déposée le 27 décembre 2024 concernant le recouvrement de 466 millions de dollars américains des coûts associés aux ouragans Idalia, Debby, Helene et Milton, ainsi que les intérêts connexes pour reconstituer la réserve en cas de tempête sur une période de recouvrement de 18 mois commençant en mars 2025. Le montant du recouvrement des coûts est soumis à un mécanisme d'ajustement d'égalisation avec la FPSC.

Le 2 avril 2024, TEC a demandé un rajustement à mi-parcours de ses frais de combustible et de capacité, reflétant une réduction de 138 millions de dollars américains sur 12 mois, de juin 2024 à mai 2025. Ce rajustement à la baisse a été demandé parce que les prix réels et projetés du gaz naturel en 2024 ont diminué par rapport au moment où TEC a soumis ses coûts projetés pour 2024, à l'automne 2023. Le 7 mai 2024, la FPSC a approuvé le rajustement à mi-parcours.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2025 sont de 1,7 milliard de dollars américains (1,4 milliard de dollars américains en 2024), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment les investissements dans les projets solaires, la modernisation des réseaux électriques, les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes, le renforcement de la résilience et le stockage d'énergie.

## Services publics d'électricité canadiens

Le secteur Services publics d'électricité canadiens englobe NSPI et NSPML. NSPI est un service d'électricité réglementé verticalement intégré qui fournit des services de production, de transport et de distribution d'électricité et est le principal fournisseur d'électricité aux clients de la Nouvelle-Écosse. NSPML est une participation de 100 pour cent dans le Projet de lien maritime (le « lien maritime »), un projet de transport entre l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse.

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents » pour plus de précisions.

### NSPI

Dotée d'actifs de 7,1 milliards de dollars et d'environ 557 000 clients au 31 décembre 2024, NSPI possède une capacité de production de 2 422 MW d'électricité, dont 44 pour cent proviennent de centrales au charbon et/ou au pétrole, 28 pour cent de centrales au gaz naturel et/ou au mazout, 19 pour cent de centrales hydroélectriques, éoliennes ou solaires, 7 pour cent de centrales au coke de pétrole et 2 pour cent de centrales alimentées à la biomasse. De plus, NSPI a conclu des contrats d'achat d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'électricité indépendants (« PEI ») et de participants au programme de tarifs de rachat garantis communautaires (« COMFIT »), qui détiennent une capacité de 533 MW. NSPI détient également des droits à l'égard d'une capacité de 153 MW du lien maritime, ce qui représente les obligations de livraison de Newfoundland and Labrador Hydro (« NLH ») du bloc de la Nouvelle-Écosse, tel qu'il est précisé ci-dessous. NSPI possède environ 5 000 kilomètres d'installations de transport d'électricité de même que 28 000 kilomètres d'installations de distribution d'électricité.

NLH est tenue de fournir à NSPI environ 900 gigawattheures (« GWh ») d'électricité par année pendant 35 ans. De plus, pendant les cinq premières années du bloc de la Nouvelle-Écosse, NLH a l'obligation de fournir environ 240 GWh d'électricité additionnelle provenant du bloc d'électricité supplémentaire transmise par l'entremise du lien maritime. NSPI a la possibilité d'acheter de l'électricité supplémentaire au prix du marché de NLH dans le cadre de l'Entente d'accès à l'énergie. Cette entente permet à NSPI d'accéder à une offre de NLH au prix du marché pour un maximum de 1,8 térawattheure (« TWh ») d'énergie au cours d'une année donnée et, en moyenne, de 1,2 TWh d'énergie par année jusqu'au 31 août 2041.

Le RCP réglementé approuvé de NSPI se situe entre 8,75 pour cent et 9,25 pour cent, d'après une moyenne de l'avis des actionnaires ordinaires réglementé réel sur cinq trimestres pouvant atteindre 40 pour cent de la base tarifaire approuvée.

NSPI prévoit dégager en 2025 un RCP inférieur à sa fourchette autorisée et s'attend à ce que les bénéfices en 2025 soient semblables à ceux de 2024. Le volume des ventes devrait être plus élevé en 2025 qu'en 2024.

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a finalisé un accord avec NSPI, NSPML et la province de Nouvelle-Écosse (la « province ») au sujet des modalités d'une garantie de prêt fédérale de 500 millions de dollars en titres de créance devant être émis par NSPML en vue d'aider les clients de la Nouvelle-Écosse à gérer les coûts non recouverts de l'énergie de remplacement qui a été nécessaire pendant les nombreuses années de retard du projet d'hydroélectricité de Muskrat Falls. Le 25 septembre 2024, NSPI et NSPML ont déposé des demandes auprès de la Régie concernant la garantie de prêt fédérale. Le 29 novembre 2024, la Régie a approuvé la demande de NSPML d'émettre les titres de créance, de transférer le produit à NSPI en tant que remboursement d'une partie des paiements antérieurs au titre de l'évaluation de NSPML (le « remboursement de NSPML ») et d'augmenter sa redevance d'évaluation annuelle à NSPI pour recouvrer le remboursement et les coûts de financement connexes sur une période de 28 ans. Le 16 décembre 2024, le produit net de l'émission de titres de créance de NSPML a été transféré à NSPI et appliqué au solde de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Le 18 février 2025, la Régie a approuvé la demande de NSPI d'augmenter les prix du combustible en 2025 pour assurer le service de la dette supplémentaire de NSPML.

Le 2 décembre 2024, la Régie a approuvé le recouvrement de 24 millions de dollars de coûts de restauration après tempête majeure et de coûts de financement supplémentaires qui avaient été reportés en vertu de la clause liée aux tempêtes de NSPI en 2023. Le recouvrement de ces coûts s'échelonnait sur une période de 12 mois commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Le 27 juin 2024, la Régie a approuvé le report de la comptabilisation des charges d'exploitation supplémentaires de 25 millions de dollars engagées pendant les efforts de restauration après le passage de l'ouragan Fiona en septembre 2022. À la suite de l'approbation de la Régie, le montant de 25 millions de dollars a été reclassé du poste « Autres actifs à long terme » au poste « Actifs réglementaires ». La Régie a également ordonné à NSPI de reclasser 10 millions de dollars de coûts non amortis liés aux actifs mis hors service en raison de l'ouragan Fiona dans les « Actifs réglementaires » au lieu des « Immobilisations corporelles » dans les bilans consolidés. NSPI a commencé à amortir ces deux actifs réglementaires sur une période de 10 ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024.

Le 13 juin 2024, la Régie a approuvé un investissement en immobilisations de 238 millions de dollars, y compris la PFUPC, pour le projet de système de stockage d'énergie par batterie. Le projet comprend trois installations de batteries de 50 MW d'une durée de quatre heures. Deux installations devraient être mises en service vers la fin de 2025 et la troisième, en 2026.

Le 17 avril 2024, la Régie a approuvé la vente de 117 millions de dollars de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, une société d'État provinciale. Le 30 avril 2024, l'opération a été conclue et le montant de 117 millions de dollars a été remis à NSPI, ce qui a entraîné une diminution correspondante de l'actif réglementaire du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. NSPI perçoit auprès des clients les coûts d'amortissement et de financement liés au montant de 117 millions de dollars pour le compte d'Invest Nova Scotia sur une période de 10 ans depuis le deuxième trimestre de 2024 et remet ces montants à celle-ci chaque trimestre.

En 2025, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à 480 millions de dollars (487 millions de dollars en 2024). NSPI investit principalement dans des projets d'investissement nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau électrique et un service fiable aux clients.

## LOIS ET RÈGLEMENTS EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

NSPI est assujettie à des lois et règlements en matière d'environnement, tels qu'ils ont été établis par le gouvernement du Canada et la province. NSPI continue de collaborer avec ces deux paliers de gouvernement afin de se conformer à ces lois et règlements, en maximisant l'efficacité des mesures de contrôle des émissions et en minimisant les coûts pour les clients. NSPI prévoit que les coûts prudemment engagés pour se conformer aux lois seront recouvrables auprès des clients en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI. NSPI est exposée à des risques liés au respect des exigences législatives en matière de climat et d'environnement, y compris le risque de non-conformité, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités et le rendement financier de NSPI. Pour plus de précisions sur ces risques et les lois et règlements en matière d'environnement, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque ». Les faits nouveaux liés aux lois et règlements environnementaux provinciaux et fédéraux sont décrits ci-dessous.

### Règlement sur l'électricité propre (« REP ») :

Le 17 décembre 2024, Environnement et Changement climatique Canada a publié une version finale du REP. Le REP établit des normes de performance pour limiter davantage les émissions de gaz à effet de serre (les « GES ») provenant de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles à compter de 2035 et contribue à concrétiser l'intention du gouvernement du Canada d'atteindre un réseau électrique carboneutre d'ici 2050. Le respect de la version finale du REP ne devrait pas nécessiter d'investissements en immobilisations supplémentaires considérables pour atteindre les cibles de 2030, étant donné que les investissements en immobilisations prévus par NSPI pour cette période sont motivés par les objectifs de la province visant à abandonner le charbon et à augmenter à 80 pour cent la proportion de ventes d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2030.

### Nova Scotia Energy Reform Act :

Le 5 avril 2024, la province a adopté le projet de loi 404, intitulée *Energy Reform (2024) Act*. La loi a promulgué celle intitulée *Energy and Regulatory Board Act*, en vertu de laquelle a été établi le Nova Scotia Energy Board (« NSEB »). Le NSEB est un nouveau conseil qui réglementera les entités du secteur de l'énergie et des services publics en Nouvelle-Écosse et dont le mandat est de se concentrer davantage sur la satisfaction des besoins de transition énergétique. La loi promulgue également celle intitulée *More Access to Energy Act*, qui prévoit l'établissement d'un exploitant indépendant du réseau d'électricité de la province de Terre-Neuve (*Nova Scotia Independent Energy System Operator*), ainsi que la transition progressive vers celui-ci. NSPI s'engage pleinement à appuyer la province dans le cadre de ces initiatives.

### Réglementation sur l'énergie renouvelable en Nouvelle-Écosse :

Le 26 mai 2023, NSPI a entrepris, par la voie d'une procédure auprès de la Régie, des démarches pour contester la pénalité de 10 millions de dollars imposée à NSPI par la province pour non-respect de la période de conformité de la Réglementation sur l'énergie renouvelable se terminant en 2022. L'audience est actuellement prévue pour juin 2025.

### NSPML

La quote-part du bénéfice du lien maritime est tributaire du RCP approuvé et du rendement d'exploitation de NSPML. Le RCP réglementé approuvé de NSPML se situe entre 8,75 pour cent et 9,25 pour cent, d'après une moyenne de l'avoir des actionnaires ordinaires réglementé réel sur cinq trimestres pouvant atteindre 30 pour cent.

La quote-part du bénéfice de NSPML en 2025 devrait être semblable à celle de 2024. Les investissements dans NSPML sont comptabilisés au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés d'Emera.

Les actifs du lien maritime sont entrés en service le 15 janvier 2018, permettant le transport de l'énergie entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse, ainsi qu'une fiabilité accrue et des avantages connexes, ce qui favorise l'efficacité et la fiabilité de l'énergie des deux provinces. Les obligations de livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse de NLH ont débuté le 15 août 2021 et le bloc de la Nouvelle-Écosse sera livré au cours des 35 prochaines années aux termes des conventions de projets.

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a finalisé un accord avec NSPI, NSPML et la province au sujet des modalités d'une garantie de prêt fédérale de 500 millions de dollars en titres de créance devant être émis par NSPML. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique ci-dessus portant sur NSPI.

Le 29 novembre 2024, NSPML a reçu l'approbation de la Régie pour percevoir auprès de NSPI un montant pouvant aller jusqu'à 197 millions de dollars en 2025. Ce montant comprend 158 millions de dollars pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime et 39 millions de dollars pour la garantie de prêt fédérale en titres de créance supplémentaire et les coûts de financement dont il est question dans la rubrique ci-dessus portant sur NSPI. Les paiements provenant de NSPI sont assujettis à une retenue pouvant atteindre 4 millions de dollars par mois. Aucune retenue n'a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. NSPML a l'intention de déposer une demande de résiliation du mécanisme de retenue au début de 2025.

NSPML ne prévoit pas d'investissements en immobilisations considérables en 2025.

## Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure englobe PGS, NMGC, SeaCoast, Brunswick Pipeline et la participation en titres de capitaux propres d'Emera dans M&NP. PGS est une société de distribution de gaz naturel réglementée qui assure l'approvisionnement, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés de la Floride. NMGC est une société de distribution de gaz naturel intraétatique réglementée qui assure l'approvisionnement, le transport, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés du Nouveau-Mexique. SeaCoast est une entreprise de transport de gaz naturel intraétatique réglementée offrant des services en Floride. Brunswick Pipeline est un gazoduc de 145 kilomètres réglementé qui achemine du gaz naturel regazéifié et liquéfié de Saint John (Nouveau-Brunswick) jusqu'aux marchés du nord-est des États-Unis.

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de l'obtention de certaines approbations, dont celle de la NMPRC. En raison de la vente imminente, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2024. Pour de plus amples renseignements sur cette transaction imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

## PGS

Comptant 3,1 milliards de dollars américains d'actifs et environ 508 000 abonnés, PGS possède 25 240 kilomètres de canalisations principales destinées au transport du gaz naturel et 14 530 kilomètres de conduites de branchement. La capacité de transport de PGS (soit le volume de gaz naturel livré aux clients, y compris aux clients du service de transport seulement) s'est élevée à 2 milliards de thermies en 2024.

La fourchette approuvée de RCP pour PGS est de 9,15 pour cent à 11,15 pour cent, moyennant une participation autorisée de 54,7 pour cent dans la structure du capital. Un RCP de 10,15 pour cent est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses.

PGS s'attend à dégager un RCP proche du bas de sa fourchette approuvée en 2025 en raison des investissements continus faits dans l'ensemble du réseau de la Floride dans le but de maintenir sa fiabilité et d'offrir des services à de nouveaux clients. Les dépenses en immobilisations devraient être plus importantes que la croissance des produits. Le bénéfice en dollars américains pour 2025 devrait être semblable à celui de 2024, en raison principalement de l'augmentation des coûts d'exploitation et de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations qui sont continuellement engagées pour soutenir la demande de la clientèle et les besoins en matière de systèmes.

Le 30 janvier 2025, PGS a informé la FPSC de son intention de demander une hausse des tarifs de base à compter de janvier 2026, reflétant une augmentation des produits requis d'environ 90 à 110 millions de dollars américains et un ajustement supplémentaire d'environ 25 à 40 millions de dollars américains pour 2027. Les tarifs proposés par PGS soutiennent la croissance en cours en Floride et un engagement continu à fournir un service sûr et fiable aux clients de PGS. Les montants de la fourchette de dépôt sont des estimations jusqu'à ce que PGS dépose son dossier détaillé en mars 2025. La FPSC devrait entendre l'affaire au cours du troisième trimestre de 2025 et rendre une décision d'ici la fin de l'année 2025.

En 2025, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à environ 360 millions de dollars américains (323 millions de dollars américains en 2024).

## NMGC

Comptant 1,5 milliard de dollars américains d'actifs et quelque 550 000 abonnés, NMGC possède environ 2 405 kilomètres de gazoducs de transport et 17 810 kilomètres de gazoducs de distribution. En 2024, sa capacité de transport s'établissait à environ 1 milliard de thermies.

Le RCP approuvé pour NMGC est de 9,375 pour cent, moyennant une participation autorisée de 52 pour cent dans la structure du capital.

Les contributions de NMGC au bénéfice en dollars américains d'Emera en 2025 devraient être inférieures à celles de 2024 en raison de la vente imminente de NMGC, qui devrait être conclue en octobre 2025.

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la NMPRC pour de nouveaux tarifs de base. Le 1<sup>er</sup> mars 2024, NMGC a déposé auprès de la NMPRC, avec l'appui de toutes les parties à la demande, un accord de règlement prévoyant une augmentation de 30 millions de dollars américains des produits de base annuels et le maintien du RCP de NMGC à 9,375 pour cent. Les tarifs reflètent le recouvrement de l'augmentation des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations liés aux projets de gazoducs et aux infrastructures connexes, ainsi qu'un nouveau système d'information et de facturation de la clientèle. En outre, NMGC a accepté de retirer sa demande pour un actif réglementaire pour les coûts associés à sa demande de 2022 pour obtenir un certificat d'utilité et de nécessité publiques pour une centrale de stockage de gaz naturel liquéfié située au Nouveau-Mexique, tout comme de ne pas la déposer de nouveau dans le cadre d'une demande de hausse tarifaire future. La NMPRC a approuvé la convention de règlement sur les tarifs le 25 juillet 2024. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2024.

## Autres services publics d'électricité

Le secteur Autres services publics d'électricité englobe Emera (Caribbean) Incorporated (« ECI »), société de portefeuille qui détient des entreprises de services publics d'électricité réglementées. Les entreprises réglementées d'ECI comprennent les entreprises de services publics d'électricité réglementées et verticalement intégrées de BLPC situées sur l'île de la Barbade, de GBPC sur l'île de Grand Bahama, et une participation en titres de capitaux propres dans Lucelec, située sur l'île de Sainte-Lucie.

Le bénéfice en dollars américains du secteur Autres services publics d'électricité en 2025 devrait être semblable à celui de l'exercice précédent.

En 2025, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 140 millions de dollars américains, y compris la PFUPC (59 millions de dollars américains en 2024), et seront principalement engagées à l'égard de sources de production plus efficaces et plus propres, y compris les énergies renouvelables et le stockage dans des batteries.

## BLPC

Comptant 538 millions de dollars américains d'actifs et quelque 135 000 clients, BLPC possède une capacité de production de 243 MW, dont 96 pour cent proviennent de centrales au mazout et 4 pour cent, de l'énergie solaire. BLPC possède des installations de transport s'étendant sur environ 188 kilomètres et des installations de distribution s'étendant sur 3 989 kilomètres. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de BLPC est de 10 pour cent.

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la loi concernant l'impôt sur le revenu intitulée *Income Tax (Amendment and Validation) Act*. Cette loi, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024, a mis en place un taux d'imposition des sociétés de 9 pour cent, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt reportés. Le 18 juillet 2024, BLPC a demandé le report du recouvrement de la réévaluation de 5 millions de dollars américains. BLPC demande l'amortissement des charges sur une période devant être approuvée par la FTC lors d'un futur processus d'établissement des tarifs.

En 2021, la BLPC a soumis à la FTC une demande de révision générale des tarifs. En septembre 2022, la FTC a accordé à la BLPC un allègement tarifaire provisoire, autorisant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million de dollars américains par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision sur cette demande, laquelle comprenait les éléments importants suivants : un RCP réglementé approuvé de 11,75 pour cent, une participation de 55 pour cent dans la structure du capital, une directive pour mettre à jour les principaux éléments du tarif de base au 16 septembre 2022 et une directive pour établir des passifs réglementaires totalisant environ 71 millions de dollars américains. Le 7 mars 2023, BLPC a déposé une demande de révision et de modification (la « demande ») et a demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a par la suite été accordée. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision dans laquelle elle rejette la demande. Les tarifs provisoires restent en vigueur jusqu'à une date à déterminer dans une décision et une ordonnance définitives.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2023, BLPC a fait appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 auprès de la Cour suprême de la Barbade devant la Haute Cour de justice (la « Cour ») et a demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé le sursis. La position de BLPC est que la FTC a commis des erreurs de droit et de territoire dans ses décisions et estime que l'appel est susceptible de réussir. Par conséquent, les ajustements aux tarifs et à la base tarifaire définitifs de BLPC, y compris les ajustements aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour l'instant. L'appel devrait être entendu en 2025.

BLPC exerce actuellement ses activités aux termes d'une licence unique intégrée lui permettant de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île de la Barbade jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi exigeant plusieurs licences pour l'approvisionnement en électricité. En 2021, BLPC a conclu un accord commercial avec le gouvernement de la Barbade pour chacun des types de licences, sous réserve de l'adoption de la législation de mise en œuvre. La date de la promulgation finale n'est pas encore connue, mais BLPC travaillera à la mise en œuvre des licences une fois qu'elles auront été promulguées.

### GBPC

Comptant 340 millions de dollars américains d'actifs et quelque 19 500 clients, GBPC est dotée de centrales au mazout d'une capacité de 98 MW, d'installations de transport s'étendant sur environ 90 kilomètres et d'installations de distribution s'étendant sur 994 kilomètres. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de GBPC est de 8,52 pour cent.

Le 1<sup>er</sup> août 2024, conformément à la convention relative à un protocole de fonctionnement et à un cadre réglementaire de la GBPA, GBPC a déposé une proposition de plan tarifaire. L'examen de la demande de hausse tarifaire devrait être achevé en 2025.

Le 1<sup>er</sup> juin 2024, la loi intitulée *Electricity Act, 2024* est entrée en vigueur. L'objectif de la loi est de retirer la compétence de la GBPA à l'égard de GBPC et d'assujettir celle-ci à la compétence d'un autre organisme de réglementation des Bahamas, soit l'Utilities Regulation and Competition Authority. La GBPA s'est opposée au retrait par voie législative de son autorité réglementaire sur GBPC, invoquant un conflit avec l'entente de 1955 avec le gouvernement des Bahamas intitulée *Hawksbill Creek Agreement*, qui prévoyait l'aménagement et l'administration de la région de Freeport. La direction s'attend à ce que la question de la compétence réglementaire sur GBPC fasse l'objet d'une procédure judiciaire, mais prévoit que ni la législation ni l'issue de la procédure judiciaire n'aura d'incidence importante sur Emera.

### Autres

Le secteur Autres comprend les activités commerciales qui, au cours d'un exercice normal, sont inférieures au seuil requis pour être déclarées comme un secteur distinct, ainsi que les charges et les produits de l'entreprise qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Les activités du secteur Autres comprennent le siège social; Emera Energy Services (EES), une entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique; une participation en coentreprise de 50 pour cent dans Bear Swamp, une centrale hydroélectrique à réserve pompée de 660 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts; et Block Energy. Au quatrième trimestre de 2024, Block Energy a entamé le processus de liquidation de ses activités.

Les éléments du siège social constituent certaines fonctions touchant l'ensemble de la société, y compris la direction supérieure, la planification stratégique, les services de trésorerie, les services juridiques, l'information financière, la planification fiscale, l'expansion des activités de la société, la gouvernance d'entreprise, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, l'assurance, les coûts d'acquisition et les coûts liés aux cessions, les gains ou pertes sur la vente de certains actifs et les activités liées aux ressources humaines de la société. Ils comprennent les produits d'intérêts sur les financements intersociétés, de même que les charges d'intérêts sur la dette de la société au Canada et aux États-Unis. De plus, ils comprennent les coûts associés aux activités du siège social qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Le bénéfice d'EES est généralement tributaire de la conjoncture de marché et, plus particulièrement, de la volatilité sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. Celle-ci peut être influencée par les conditions météorologiques, les limites d'approvisionnement locales et d'autres facteurs de l'offre et de la demande, et peut offrir l'occasion d'obtenir une marge supérieure. Ces activités sont saisonnières, les premier et quatrième trimestres offrant habituellement la plus grande possibilité de gains. On s'attend généralement à ce qu'EES réalise un bénéfice net ajusté annuel de 15 à 30 millions de dollars américains.

La perte nette ajustée du secteur Autres devrait être moins élevée en 2025 qu'en 2024, en raison principalement de la liquidation de Block Energy en 2024.

Aucune dépense en immobilisations importante ne devrait être engagée par le secteur Autres en 2025.

## Bilans consolidés - Faits saillants

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés entre le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2024 incluent ce qui suit :

en millions de dollars	Augmentation (diminution) totale	Augmentation (diminution) attribuable au classement dans les actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	Autres augmentations (diminutions)	Explication des autres augmentations (diminutions)
<b>Actif</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>(371) \$</b>	<b>(8) \$</b>	<b>(363) \$</b>	Diminution attribuable aux investissements dans les immobilisations corporelles, aux remboursements nets sur les facilités de crédit engagées du siège social et de NSPI, au remboursement de la dette à court terme à TEC, au remboursement de la dette à long terme à Emera, à TEC et à New Mexico Gas Intermediate, Inc. (« NMGI ») et aux dividendes versés sur les actions ordinaires d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, le produit de l'émission de titres de créance à TEC et à EUSHI Finance, Inc. (« EUSHI Finance »), le produit reçu de la vente de la participation dans LIL et le produit de l'émission d'actions ordinaires
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	<b>(74)</b>	<b>(1)</b>	<b>(73)</b>	Diminution attribuable à la contre-passation de contrats de 2023 à EES, en partie contrebalancée par la hausse des produits de base à NSPI
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	<b>322</b>	<b>(34)</b>	<b>356</b>	Augmentation liée à l'augmentation des actifs au titre de la clause de recouvrement des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI, à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera et au reclassement, dans les actifs réglementaires de TEC, d'une centrale mise hors service prématurément qui était classée dans les immobilisations corporelles. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse du solde du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI qui a découlé du remboursement de NSPML et par la baisse du recouvrement du solde au titre de la clause visant le combustible à TEC découlant des recouvrements excédentaires plus élevés
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	<b>70</b>	<b>(150)</b>	<b>220</b>	Augmentation attribuable à l'augmentation des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés et aux créances clients plus élevées découlant de la hausse des prix des produits de base à EES, ainsi qu'à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la diminution des actifs de transport du gaz à EES et par la baisse des créances clients à TEC
Actifs détenus en vue de la vente (à court terme et à long terme), déduction faite des passifs	<b>973</b>	<b>973</b>	<b>-</b>	
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	<b>1 792</b>	<b>(1 828)</b>	<b>3 620</b>	Augmentation résultant des acquisitions d'immobilisations corporelles en excédent de l'amortissement et de l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera, en partie contrebalancées par un reclassement, dans les actifs réglementaires au titre du recouvrement des coûts d'investissement de TEC, d'une centrale mise hors service prématurément
Placements assujettis à une influence notable	<b>(748)</b>	<b>-</b>	<b>(748)</b>	Diminution attribuable essentiellement à la vente de la participation dans LIL
Goodwill	<b>(13)</b>	<b>(303)</b>	<b>290</b>	Augmentation attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera, en partie contrebalancée par la comptabilisation d'une perte de valeur hors trésorerie liée principalement à NMGC

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 3 afférente aux états financiers consolidés pour plus de précisions.

en millions de dollars	Augmentation (diminution) totale	Augmentation (diminution) attribuable au classement dans les actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	Autres augmentations (diminutions)	Explication des autres augmentations (diminutions)
<b>Passif et capitaux propres</b>				
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	9 \$	(742) \$	751 \$	Augmentation attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera, au produit de l'émission de titres de créance à long terme à TEC et à l'émission de billets subordonnés de second rang par EUSHI Finance. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des remboursements sur les facilités de crédit engagées à Emera grâce au produit de l'opération visant LIL, par les remboursements sur la dette à court terme à TEC et à NSPI et par le remboursement de la dette à long terme au siège social, à TEC et à NMGI
Créditeurs	538	(131)	669	Augmentation attribuable au montant à payer au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC, à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera et à la hausse des prix des produits de base à EES
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	(205)	(167)	(38)	Aucun changement important après avoir éliminé l'incidence du classement comme détenu en vue de la vente
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	113	(1)	114	Augmentation attribuable aux nouveaux contrats obtenus en 2024 par EES, aux variations des positions existantes à EES et au passif au titre des contrats de change à terme comptabilisé par le siège social en raison des variations des couvertures de change. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse des prix des marchandises et par les règlements d'instruments dérivés à NSPI
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	108	(284)	392	Augmentation attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera et à la comptabilisation de passifs au titre du recouvrement des coûts du combustible à TEC et à NSPI découlant du recouvrement excédentaire des coûts du combustible
Autres passifs (à court terme et à long terme)	152	(34)	186	Augmentation découlant de l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera et de la hausse des intérêts courus sur la dette à long terme à NSPI
Actions ordinaires	580	–	580	Hausse découlant des actions émises
Cumul des autres éléments du résultat global	956	–	956	Augmentation attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Bénéfices non répartis	(335)	–	(335)	Diminution attribuable aux dividendes versés en excédent du bénéfice net

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 3 afférente aux états financiers consolidés pour plus de précisions.

## Autres faits récents

### MODIFICATIONS APPORTÉES AUX LOIS FISCALES CANADIENNES

Le 20 juin 2024, le projet de loi C-59 (*Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne déposé au Parlement le 21 novembre 2023 et de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 28 mars 2023*), a été promulgué. Le projet de loi C-59 comprend les RDEIF, qui ont pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les RDEIF limitent la déduction des dépenses d'intérêts nets et de financement d'une entreprise à un maximum de 30 pour cent du BAIIA aux fins de l'impôt. Toutes les dépenses d'intérêts et de financement rejetées en vertu des RDEIF peuvent être reportées indéfiniment. En 2024, la société a engagé des dépenses d'intérêts et de financement de 185 millions de dollars dans le cadre d'une structure de financement spécifique. On s'attend à ce que les dépenses d'intérêts et de financement liées à cette structure de financement ainsi qu'un montant de 88 millions de dollars représentant d'autres dépenses d'intérêts et de financement soient rejetées en vertu des RDEIF. Il a été déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la société réalise l'avantage fiscal associé aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées au cours de périodes à venir et, par conséquent, un actif d'impôts reportés de 79 millions de dollars a été comptabilisé au 31 décembre 2024.

## VENTE IMMINENTE DE NMGC

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de sa filiale en propriété exclusive indirecte NMGC pour une valeur totale d'entreprise d'environ 1,3 milliard de dollars américains, composée du produit en trésorerie, de la dette cédée et des rajustements d'usage à la clôture. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de certaines approbations, y compris celle de la NMPRC. En raison de la vente imminente, les actifs et passifs de NMGC sont classés comme destinés à être vendus.

Puisque le produit de l'opération sera inférieur à la valeur comptable des actifs et passifs vendus, Emera a évalué l'unité d'exploitation NMGC au regard d'une dépréciation du goodwill en comparant la juste valeur du produit attendu de l'opération et la valeur comptable de l'actif net, y compris le goodwill de 366 millions de dollars américains (la « valeur comptable de NMGC »). Le goodwill de l'unité d'exploitation a été jugé déprécié et une perte de valeur hors trésorerie du goodwill de 210 millions de dollars (198 millions de dollars après impôts), ou de 155 millions de dollars américains (146 millions de dollars américains après impôts), a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés pour le troisième trimestre de 2024.

À la suite du test de dépréciation du goodwill, les actifs et passifs détenus en vue de la vente ont été évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'évaluation a donné lieu à une perte supplémentaire liée aux coûts de transaction futurs estimés de 16 millions de dollars (12 millions de dollars après impôts), en plus des coûts de transaction engagés de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) comptabilisés au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés pour le troisième trimestre de 2024.

La société continuera à comptabiliser l'amortissement lié aux actifs de NMGC jusqu'à la date de clôture de l'opération, étant donné que l'amortissement continue d'être reflété dans les tarifs des clients et qu'il sera reflété dans le solde reporté des actifs au moment de la clôture de la vente. Un amortissement de 26 millions de dollars (19 millions de dollars américains) a été comptabilisé au titre de ces actifs à compter du 5 août 2024, date à laquelle ils ont été classés comme étant détenus en vue de la vente, jusqu'au 31 décembre 2024.

## HAUSSE DU DIVIDENDE SUR ACTIONS ORDINAIRES

Le 18 septembre 2024, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 2,87 \$ à 2,90 \$ par action ordinaire. Le premier versement était effectif le 15 novembre 2024.

## VENTE DE LA PARTICIPATION DANS LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation de 31,1 pour cent dans LIL pour une valeur totale de 1,2 milliard de dollars, incluant un produit en trésorerie de 957 millions de dollars et un montant de 235 millions de dollars pour la prise en charge de l'obligation contractuelle d'Emera de financer l'investissement en immobilisations initial restant, ce qui représente une participation additionnelle dans LIL pour l'acquéreur. Un montant de 30 millions de dollars du produit en trésorerie de la vente est entiercé dans l'attente de la finalisation de certaines conventions avec le commandité de LIL. Le produit entiercé à recevoir est détenu à la juste valeur et inclus dans le gain à la vente, après coûts de transaction. Au 31 décembre 2024, la juste valeur estimée du produit entiercé à recevoir s'établissait à 25 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2024, un gain à la vente de 107 millions de dollars, après impôts et coûts de transaction, a été inclus dans le secteur Autres (le gain à la vente de 182 millions de dollars, déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé au poste « Autres produits, montant net » dans les états des résultats consolidés). Au quatrième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une économie d'impôts de 22 millions de dollars en raison de la reprise d'une provision pour moins-value de l'exercice précédent liée à des reports prospectifs de pertes appliqués à une partie du gain en capital imposable découlant de la vente de LIL. Cette économie d'impôts a été comptabilisée au poste « (Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices » des états des résultats consolidés du quatrième trimestre de 2024 et incluse dans le secteur Autres. Le produit de la vente a servi à réduire la dette de la société et à financer des investissements dans les entreprises de services publics réglementées de la société.

## NOMINATIONS

### CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le 21 février 2025, Karen Sheriff a été nommée présidente du conseil d'administration d'Emera, succédant à Jackie Sheppard. M<sup>me</sup> Sheriff s'est jointe au conseil d'administration d'Emera en février 2021 et, depuis, elle a été membre du comité de gestion des ressources et de rémunération et du comité de gestion des risques et de durabilité ainsi que présidente du comité des candidatures et de gouvernance.

Carla Tully s'est jointe au conseil d'administration d'Emera le 26 juin 2024. M<sup>me</sup> Tully est l'ancienne cheffe de la direction et cofondatrice d'Earthrise Energy, une entreprise spécialisée dans la transition énergétique. Elle a également été première vice-présidente et directrice générale de l'énergie renouvelable chez MAP Energy, en plus d'avoir occupé divers postes de direction au sein d'AES Corporation.

Brian J. Porter s'est joint au conseil d'administration d'Emera le 6 mars 2024. M. Porter est l'ancien président-directeur général de la Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia), une banque mondiale exerçant des activités au Canada et dans le reste du continent américain.

## Principales données financières

### Services publics d'électricité de la Floride

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation - activités réglementées liées à l'électricité	582 \$	613 \$	2 526 \$	2 637 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	151 \$	162 \$	622 \$	682 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	85 \$	85 \$	470 \$	466 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé - \$ CA	120 \$	115 \$	644 \$	627 \$
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts <sup>1)</sup>	(2) \$	– \$	(2) \$	– \$
Contribution au bénéfice net consolidé	83 \$	85 \$	468 \$	466 \$
Contribution au bénéfice net consolidé - \$ CA	117 \$	115 \$	641 \$	627 \$
Coût moyen du combustible en dollars par MWh	31 \$	34 \$	28 \$	31 \$

1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôt sur les bénéfices de 1 million de dollars pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024.

L'incidence de la variation du taux de change a augmenté le bénéfice en dollars canadiens et le bénéfice ajusté du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de respectivement 3 millions de dollars et 10 millions de dollars.

#### BÉNÉFICE NET

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de \$ US	Trois mois clos le 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2023</b>	<b>85 \$</b>	<b>466 \$</b>
Diminution des produits d'exploitation attribuable essentiellement à la diminution des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible, à la diminution des produits liés à la surcharge au titre des tempêtes (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales) et à l'incidence défavorable de l'ouragan Milton sur la charge, en partie contrebalancées par la croissance de la clientèle et les nouveaux tarifs de base. Les produits reflètent également l'incidence de 10 millions de dollars des conditions météorologiques favorables d'un trimestre à l'autre et l'incidence de 10 millions de dollars des conditions météorologiques défavorables d'un exercice à l'autre	(31)	(111)
Diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la baisse des prix du gaz naturel	11	60
Diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la comptabilisation de coûts moins élevés liés aux tempêtes (compensation dans les produits), en partie contrebalancée par le moment des recouvrements différés au titre de clauses et par la hausse des coûts liés à l'exploitation des centrales d'énergie solaire, des coûts de main-d'œuvre et des coûts de maintenance des logiciels	16	47
Augmentation de la charge d'amortissement résultant d'ajouts aux installations et de la mise en service de projets de production d'énergie	(9)	(32)
Diminution, d'un exercice à l'autre, des intérêts débiteurs attribuable aux emprunts moins élevés	–	7
Diminution des impôts et taxes municipaux et étatiques américains attribuable à la baisse de la taxe sur les ventes au détail, partiellement contrebalancée par des impôts fonciers plus élevés	4	14
Diminution, d'un exercice à l'autre, de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à l'augmentation des crédits d'impôt sur la production liés aux centrales d'énergie solaire	–	18
Autres	7	(1)
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2024</b>	<b>83 \$</b>	<b>468 \$</b>

## PRODUITS D'EXPLOITATION - ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES LIÉES À L'ÉLECTRICITÉ

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité pour l'exercice sont résumés dans le tableau suivant par catégorie de clients :

	Produits tirés des ventes d'électricité (en millions de \$ US)		Volumes des ventes d'électricité (Gigawattheures (« GWh »))	
	2024	2023	2024	2023
Résidentiel	1 507 \$	1 711 \$	10 269	10 307
Commercial	686	803	6 481	6 462
Industriel	162	203	2 019	2 082
Autres <sup>1)</sup>	171	(80)	2 276	2 194
<b>Total</b>	<b>2 526 \$</b>	<b>2 637 \$</b>	<b>21 045</b>	<b>21 045</b>

1) Le poste « Autres » comprend les reports réglementaires liés à des clauses et les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics.

## COMBUSTIBLE RÉGLEMENTÉ POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

Les volumes de production pour l'exercice sont résumés dans le tableau suivant :

	Volumes de production (GWh)	
	2024	2023
Gaz naturel	18 027	17 843
Solaire	2 250	1 748
Achats d'électricité	1 569	1 443
Charbon	32	744
<b>Total</b>	<b>21 878</b>	<b>21 778</b>

Les coûts du combustible de TEC sont tributaires des prix des produits de base et de la composition des sources de production, qui dépend en grande partie de l'utilisation efficace du point de vue économique du réseau de production, ce qui assure la mise en service des sources les moins coûteuses en premier (l'énergie renouvelable provenant de l'énergie solaire ou du stockage dans des batteries) de sorte que le coût différentiel de production augmente en parallèle avec les volumes des ventes. La composition des sources de production peut également être touchée par les pannes, par le rendement des centrales, par la disponibilité d'électricité achetée à prix plus bas à court terme, par la disponibilité des sources de production d'énergie solaire renouvelable, de même que par la conformité aux normes et à la réglementation environnementales.

## CADRE RÉGLEMENTAIRE

TEC est réglementée par la FPSC et est également soumise à la réglementation de la FERC. La FPSC établit les tarifs à un niveau qui permet aux services publics comme TEC de percevoir les produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un rendement du capital investi approprié. Les tarifs de base sont établis lors d'audiences sur l'établissement des tarifs qui sont tenues par la FPSC à l'initiative de TEC, de la FPSC ou d'autres parties intéressées. Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire, les tarifs de base et les mécanismes de recouvrement de TEC, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

## Services publics d'électricité canadiens

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Pour plus de précisions sur cette opération, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

en millions de dollars (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation - activités réglementées liées à l'électricité	479 \$	439 \$	1 855 \$	1 671 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité <sup>1)</sup>	(216) \$	234 \$	509 \$	777 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	77 \$	68 \$	232 \$	247 \$
Coût moyen du combustible en dollars par MWh <sup>2)</sup>	(73) \$	81 \$	45 \$	70 \$

1) Le montant inscrit au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » comprend les reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI comptabilisés dans les états des résultats consolidés résumés; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

2) Le coût moyen du combustible pour 2024 tient compte d'un remboursement de NSPLM de 486 millions de dollars, qui a eu pour effet de réduire le coût moyen du combustible par MWh de 164 \$ et de 43 \$ pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024, respectivement. Le coût moyen du combustible tient compte de la reprise d'une provision de 166 millions de dollars au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, qui a entraîné une diminution du coût moyen du combustible par MWh de 15 \$. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés pour obtenir plus de précisions sur le remboursement de NSPLM et la reprise de la provision au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse.

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net consolidé du secteur Services publics d'électricité canadiens :

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
NSPI	71 \$	40 \$	160 \$	141 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	6	12	44	46
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	–	16	28	60
<b>Contribution au bénéfice net consolidé</b>	<b>77 \$</b>	<b>68 \$</b>	<b>232 \$</b>	<b>247 \$</b>

## BÉNÉFICE NET

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2023</b>	<b>68 \$</b>	<b>247 \$</b>
Augmentation des produits d'exploitation à NSPI attribuable aux nouveaux tarifs. Augmentation également d'un exercice à l'autre en raison des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel en 2023 <sup>1)</sup>	40	184
Diminution des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité à NSPI attribuable au remboursement de NSPML <sup>1)</sup> et à la baisse des prix des produits de base, en partie contrebalancés par la variation de la composition des sources de production et par la hausse des volumes des ventes. La diminution enregistrée d'un exercice à l'autre a été partiellement contrebalancée par la reprise de la provision au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse <sup>1)</sup> en 2023	450	268
Augmentation des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable essentiellement au remboursement de NSPML. <sup>1)</sup> Augmentation, d'un exercice à l'autre, également attribuable aux modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel en 2023 et à un recouvrement déficitaire des coûts du combustible en 2023, facteurs en partie contrebalancés par la reprise de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse <sup>1)</sup> en 2023	(484)	(428)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à un report moins important des coûts liés aux tempêtes et à la hausse des coûts du programme de gestion axée sur la demande à NSPI	(8)	(24)
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL	(16)	(34)
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices à NSPI attribuable à l'utilisation de reports prospectifs de pertes fiscales en compensation d'un passif d'impôts reportés réglementaire, contrebalancée par un passif, en partie contrebalancée par la diminution des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles	40	32
Autres	(13)	(13)
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2024</b>	<b>77 \$</b>	<b>232 \$</b>

1) Pour plus de précisions sur les modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel en 2023, le remboursement de NSPML de 486 millions de dollars et la reprise de 166 millions de dollars de la provision au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse, se reporter à la note 7 des états financiers consolidés.

## NSPI

### PRODUITS D'EXPLOITATION - ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES LIÉES À L'ÉLECTRICITÉ

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité pour l'exercice sont résumés dans le tableau suivant par catégorie de clients :

	Produits tirés des ventes d'électricité (en millions de dollars)		Volumes des ventes d'électricité (GWh)	
	2024	2023	2024	2023
Résidentiel	997 \$	910 \$	5 096	4 986
Commercial	499	463	3 046	3 053
Industriel	276	219	2 217	2 164
Autres	41	41	222	239
<b>Total</b>	<b>1 813 \$</b>	<b>1 633 \$</b>	<b>10 581</b>	<b>10 442</b>

**COMBUSTIBLE RÉGLEMENTÉ POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ**

Les volumes de production pour l'exercice sont résumés dans le tableau suivant :

	Volumes de production (GWh)	
	2024	2023
Charbon	3 347	3 086
Gaz naturel	2 317	1 946
Achat d'électricité	620	881
Coke de pétrole	374	553
Mazout	132	145
Total - énergie non renouvelable	6 790	6 611
Achat d'électricité - PEI, COMFIT et importations	3 464	3 251
Énergie éolienne, hydroélectricité et énergie solaire	932	1 149
Biomasse	140	128
Total - énergie renouvelable	4 536	4 528
Total des volumes de production	11 326	11 139

Les coûts du combustible de NSPI sont tributaires des prix des produits de base et de la composition des sources de production, qui dépend en grande partie de l'utilisation efficace du point de vue économique du réseau de production. NSPI met en service les sources les moins coûteuses en premier (après l'énergie renouvelable provenant des PEI, y compris les participants au programme COMFIT, pour lequel elle dispose de contrats d'achat d'électricité), et le bloc d'électricité de la Nouvelle-Écosse, comprenant le bloc d'électricité supplémentaire, ce qui n'entraîne aucun coût du combustible supplémentaire en dehors des coûts d'évaluation annuels approuvés par la Régie et payés à NSPML pour l'utilisation du lien maritime.

La composition des sources de production peut également être touchée par les pannes, par les programmes de tarification du carbone, y compris le régime de tarification fondé sur la production de la Nouvelle-Écosse, par la disponibilité de la production d'énergie renouvelable, par la disponibilité de la production d'énergie du bloc de la Nouvelle-Écosse, par le rendement des centrales et par la conformité à la réglementation environnementale.

**CADRE RÉGLEMENTAIRE - NSPI**

NSPI est une entreprise de services publics au sens de la Loi sur les services publics et, en vertu de cette loi, elle est assujettie à la réglementation de la Régie. Cette loi confère à la Régie un pouvoir de contrôle sur l'exploitation et les dépenses de NSPI. Les tarifs d'électricité exigés des abonnés de NSPI sont soumis à l'approbation de la Régie. NSPI n'est pas assujettie à un processus annuel de révision tarifaire général, mais participe à l'occasion à des audiences à sa demande ou à celle de la Régie. Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et les mécanismes de recouvrement réglementaire de NSPI, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

**Services publics de gaz naturel et infrastructure**

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de l'obtention de certaines approbations, dont l'approbation réglementaire de la NMPRC. Pour de plus amples renseignements sur l'opération imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation - activités réglementées liées au gaz <sup>1)</sup>	317 \$	290 \$	1 160 \$	1 114 \$
Produits d'exploitation non réglementés	3	3	15	15
Total des produits d'exploitation	320 \$	293 \$	1 175 \$	1 129 \$
Coût réglementé du gaz naturel	81 \$	99 \$	289 \$	391 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	61 \$	43 \$	194 \$	158 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé - \$ CA	87 \$	59 \$	267 \$	214 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts <sup>2)</sup>	- \$	- \$	(6) \$	- \$
Contribution au bénéfice net consolidé	61 \$	43 \$	188 \$	158 \$
Contribution au bénéfice net consolidé - \$ CA	87 \$	59 \$	259 \$	214 \$

1) Le montant inscrit au poste « Produits d'exploitation - activités réglementées liées au gaz » comprend des produits financiers provenant de Brunswick Pipeline de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (11 millions de dollars en 2023) et de 46 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (46 millions de dollars en 2023).

2) Comprend un montant de néant et un montant de 2 millions de dollars à titre d'autre perte de valeur, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices, pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024, respectivement.

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
PGS	28 \$	21 \$	120 \$	79 \$
NMGC	23	14	39	43
Autres	10	8	35	36
<b>Contribution au bénéfice ajusté net consolidé</b>	<b>61 \$</b>	<b>43 \$</b>	<b>194 \$</b>	<b>158 \$</b>

L'incidence de la fluctuation du taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens s'est traduite par une augmentation de 3 millions de dollars et de 4 millions de dollars du bénéfice en dollars canadiens et du bénéfice ajusté pour le troisième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024, respectivement.

## BÉNÉFICE NET

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2023</b>	<b>43 \$</b>	<b>158 \$</b>
Augmentation des produits tirés des ventes de gaz attribuable aux nouveaux tarifs de base à PGS et à NMGC et à la croissance de la clientèle à PGS, partiellement contrebalancées par la baisse des produits liés au combustible à NMGC	27	54
Diminution des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC	–	(8)
Diminution du coût du gaz naturel attribuable à la baisse des prix du gaz naturel principalement à NMGC	18	102
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement au moment des recouvrements différés au titre de clauses et à la hausse des coûts de main-d'œuvre à PGS	(5)	(31)
Augmentation de l'amortissement attribuable surtout à l'accroissement de l'actif à PGS et à l'incidence de l'annulation de l'amortissement cumulé en 2023 découlant de la convention de règlement sur les tarifs de 2021 à PGS	(13)	(39)
Augmentation, d'un exercice à l'autre, des intérêts débiteurs nets attribuable essentiellement à la hausse des taux d'intérêt et à la hausse des emprunts destinés au financement des activités courantes et des dépenses en immobilisations, principalement à PGS	1	(15)
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable essentiellement à l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices à PGS. Augmentation, d'un trimestre à l'autre, attribuable également à l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices à NMGC	(13)	(21)
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	–	(6)
Autres	3	(6)
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2024</b>	<b>61 \$</b>	<b>188 \$</b>

## PRODUITS D'EXPLOITATION - ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES LIÉES AU GAZ

Les produits tirés des ventes de gaz et les volumes des ventes de gaz pour l'exercice sont résumés dans le tableau suivant par catégorie de clients :

	Produits tirés des ventes de gaz (en millions de \$ US)		Volumes des ventes de gaz (en thermies)	
	2024	2023	2024	2023
Résidentiel	520 \$	537 \$	410	414
Commercial	362	315	824	839
Industriel <sup>1)</sup>	69	69	1 620	1 615
Autres <sup>2)</sup>	163	147	278	266
Total <sup>3)</sup>	<b>1 114 \$</b>	<b>1 068 \$</b>	<b>3 132</b>	<b>3 134</b>

1) Les produits tirés des ventes de gaz inscrits au poste « Industriel » comprennent les ventes aux producteurs d'électricité.

2) Les produits tirés des ventes de gaz inscrits au poste « Autres » comprennent les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.

3) Le total des produits tirés des ventes de gaz exclut des produits financiers de 46 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (46 millions de dollars en 2023).

## COÛT RÉGLEMENTÉ DU GAZ NATUREL

PGS et NMGC s'approvisionnent en gaz naturel auprès de divers fournisseurs en fonction des besoins de leurs clients. En Floride, le gaz naturel est acheminé au réseau de distribution de PGS au moyen de gazoducs interétatiques qui sont visés par des contrats de capacité de transport fermes conclus par PGS aux fins de la distribution du gaz naturel à ses clients. Le gaz naturel de NMGC est transporté par le réseau de transport interétatique, puis acheminé aux abonnés par l'entremise de son réseau de transport et de distribution intraétatique.

En Floride, les services publics de gaz naturel sont offerts de manière dégroupée aux clients non résidentiels et aux clients résidentiels qui consomment plus de 1999 thermies par année et qui choisissent cette option. Au Nouveau-Mexique, NMGC est tenue d'offrir seulement des services de transport à toutes les catégories de clients qui en font la demande. Étant donné que la portion produits de base des volumes des ventes groupées est comptabilisée dans les produits d'exploitation au coût du gaz naturel grâce à un mécanisme de transfert des coûts, le bénéfice net ne change pas lorsqu'un client passe aux services de transport seulement.

Le volume des ventes de gaz réparti par type pour l'exercice est présenté dans le tableau suivant :

	Volume des ventes de gaz par type (en millions de thermies)	
	2024	2023
Transport	2 434	2 461
Approvisionnement du réseau	698	673
Total	3 132	3 134

## CADRES RÉGLEMENTAIRES

PGS est réglementée par la FPSC. La FPSC établit les tarifs à un niveau qui permet aux services publics comme PGS de percevoir les produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un taux de rendement du capital investi approprié.

NMGC est assujettie à la réglementation de la NMPRC. La NMPRC établit les tarifs à un niveau qui permet à NMGC de percevoir les produits totaux selon un montant correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un taux de rendement du capital investi approprié.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et sur les mécanismes de recouvrement réglementaire de PGS et de NMGC, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

## Autres services publics d'électricité

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'exploitation - activités réglementées liées à l'électricité	107 \$	104 \$	413 \$	390 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	55 \$	57 \$	215 \$	204 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	15 \$	3 \$	35 \$	26 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé - \$ CA	21 \$	4 \$	48 \$	35 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres	(1) \$	2 \$	- \$	2 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	14 \$	5 \$	35 \$	28 \$
Contribution au bénéfice net consolidé - \$ CA	19 \$	6 \$	48 \$	37 \$
Volumes de ventes d'électricité (en GWh)	323	323	1 307	1 260
Volumes de production d'électricité (en GWh)	347	345	1 403	1 362
Coût moyen du combustible par MWh	159 \$	165 \$	153 \$	150 \$

L'incidence de la fluctuation du taux de change s'est traduite par une augmentation de 1 million de dollars du bénéfice et du bénéfice ajusté en dollars canadiens pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Autres services publics d'électricité :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
BLPC	13 \$	4 \$	27 \$	18 \$
GBPC	3	–	11	11
Autres	(1)	(1)	(3)	(3)
<b>Contribution au bénéfice net ajusté consolidé</b>	<b>15 \$</b>	<b>3 \$</b>	<b>35 \$</b>	<b>26 \$</b>

## BÉNÉFICE NET

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2023</b>	<b>5 \$</b>	<b>28 \$</b>
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des produits d'exploitation attribuable au calendrier de recouvrement des coûts du combustible. Augmentation, d'un exercice à l'autre, attribuable essentiellement à la hausse du volume des ventes	3	23
Augmentation, d'un exercice à l'autre, du combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la hausse du volume des ventes à BLPC	2	(11)
Augmentation, d'un exercice à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la hausse des primes d'assurance et à l'augmentation des coûts d'entretien liés à la production à GBPC et à BLPC	1	(8)
Autres	3	3
<b>Contribution au bénéfice net consolidé - 2024</b>	<b>14 \$</b>	<b>35 \$</b>

## CADRES RÉGLEMENTAIRES

BLPC est réglementée par la FTC. Les tarifs sont fixés pour couvrir les coûts engagés prudemment afin de fournir des services d'électricité aux clients, tout en offrant un taux de rendement des capitaux engagés approprié.

GBPC est réglementée par la GBPA. Les tarifs sont fixés pour couvrir les coûts engagés prudemment afin de fournir des services d'électricité aux clients, tout en offrant un taux de rendement sur la base tarifaire approprié.

Pour plus de précisions sur le cadre réglementaire et les mécanismes de recouvrement réglementaire de BLPC et de GBPC, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

## Autres

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation <sup>1), 2)</sup>	35 \$	35 \$	77 \$	96 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	10	5	32	27
Total des produits d'exploitation - activités non réglementées	45 \$	40 \$	109 \$	123 \$
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(59) \$	(71) \$	(342) \$	(314) \$
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts <sup>3), 4)</sup>	22	-	129	-
Dissolution d'une structure de financement	58	-	58	-
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts <sup>5)</sup>	(23)	-	(23)	-
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts <sup>6)</sup>	-	-	(217)	-
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts <sup>7)</sup>	(144)	112	(291)	167
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé	(146) \$	41 \$	(686) \$	(147) \$

- 1) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation représente les achats et les ventes de gaz naturel et d'électricité d'EES, les coûts liés à la capacité des gazoducs et du stockage et les produits tirés des services de gestion d'actifs énergétiques.
- 2) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 159 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2024 (gain de 131 millions de dollars en 2023) et une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 357 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (gain de 216 millions de dollars pour 2023).
- 3) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Pour plus de précisions, se reporter aux rubriques « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et « Autres faits récents ».
- 4) Compte tenu d'un recouvrement d'impôt sur les bénéfices de 22 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 et déduction faite d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 53 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).
- 5) Ces charges sont liées principalement à Block Energy, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).
- 6) Inclut une perte de valeur du goodwill de 210 millions de dollars (198 millions de dollars après impôts) et des coûts de transaction de 25 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).
- 7) Déduction faite d'un recouvrement de 57 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (charge de 44 millions de dollars en 2023) et d'un recouvrement de 117 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 68 millions de dollars en 2023).

Le tableau qui suit résume la contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Autres :

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Emera Energy :				
EES	16 \$	19 \$	30 \$	46 \$
Autres	(2)	6	2	18
Siège social - se reporter à la répartition de la contribution ajustée ci-dessous	(73)	(91)	(360)	(356)
Block Energy	-	(4)	(13)	(18)
Autres	-	(1)	(1)	(4)
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(59) \$	(71) \$	(342) \$	(314) \$

## BÉNÉFICE NET

Le tableau qui suit présente les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
<b>Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé - 2023</b>	<b>41 \$</b>	<b>(147) \$</b>
Baisse, d'un exercice à l'autre, de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation attribuable aux possibilités de couverture favorables au premier trimestre de 2023 et aux conditions météorologiques moins favorables en 2024, en particulier la diminution des prix du gaz naturel et la volatilité	–	(19)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable principalement à la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes	(18)	(2)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les intérêts débiteurs en dollars américains, à l'augmentation du total de la dette et à la hausse des taux d'intérêt	(9)	(38)
Pertes de change sur les soldes en dollars américains de la dette à court terme au siège social	(5)	(9)
Diminution de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés attribuable à l'utilisation de reports prospectifs de pertes fiscales	36	39
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la hausse de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancée par la comptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement liés à la modernisation de la centrale Bear Swamp en 2023	3	4
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts	22	129
Dissolution d'une structure de financement	58	58
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts	(23)	(23)
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	–	(217)
Le gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts en 2023 a diminué pour représenter une perte pour les périodes correspondantes de 2024 en raison principalement des variations des positions existantes à EES, en partie contrebalancées par la diminution de l'amortissement des actifs de transport du gaz à EES	(254)	(457)
Autres	3	(4)
<b>Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé - 2024</b>	<b>(146) \$</b>	<b>(686) \$</b>

## EMERA ENERGY

EES tire ses produits et ses bénéfices de la commercialisation et de la négociation en gros de gaz naturel et d'électricité à l'intérieur du cadre des limites de tolérance au risque de la société, notamment en ce qui a trait à la valeur à risque (« VaR ») et au crédit. EES achète et vend du gaz naturel et de l'électricité physiques ainsi que les droits liés à la capacité de transport et de distribution connexes et offre des services de gestion d'actifs énergétiques s'y rapportant. Le marché principal des activités de commercialisation et de négociation liées au gaz naturel et à l'électricité est le nord-est de l'Amérique du Nord, y compris les zones d'approvisionnement du gaz de schiste Marcellus et Utica. EES est également un acteur des marchés du gaz naturel du sud-est des États-Unis, de la côte du golfe du Mexique américaine et du Midwest américain, ainsi que de la région centrale du Canada et de l'Alberta. Les contreparties retenues dans le cadre de ces activités comprennent des entreprises de services publics dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, des producteurs gaziers, des producteurs d'électricité ainsi que d'autres entités de commercialisation et de négociation. EES exerce ses activités dans un secteur concurrentiel et, à cette fin, il est nécessaire de bien connaître les marchés énergétiques de la région en plus de bien comprendre l'infrastructure des gazoducs et l'infrastructure de transport, de posséder un réseau de relations auprès de contreparties et de demeurer axé sur le service à la clientèle. EES gère son risque sur produits de base en limitant les positions ouvertes, en utilisant des produits financiers pour couvrir ses achats et ses ventes et en investissant dans les droits liés à la capacité de transport pour assurer l'acheminement des produits dans l'ensemble de son portefeuille.

La contribution d'EES au bénéfice net ajusté consolidé s'est chiffrée à 16 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024, comparativement à 19 millions de dollars au cours du quatrième trimestre de 2023, et à 30 millions de dollars (21 millions de dollars américains) pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, comparativement à 46 millions de dollars (33 millions de dollars américains) pour la même période en 2023. La conjoncture de marché était moins favorable en 2024 qu'en 2023 en raison des prix moins élevés du gaz naturel et de la volatilité.

## RAJUSTEMENTS DE RÉÉVALUATION À LA VALEUR DU MARCHÉ

Les postes « Marge sur les activités de commercialisation et de négociation », « Combustible non réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » et « (Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices » d'Emera Energy font l'objet de rajustements de réévaluation à la valeur du marché. Les variations découlant des réévaluations à la valeur du marché pour le trimestre écoulé et l'exercice sont expliquées dans le tableau ci-dessus.

Emera Energy a conclu plusieurs contrats de gestion d'actifs avec des contreparties, notamment des sociétés de distribution de gaz naturel local, des entreprises de services publics d'électricité et des producteurs de gaz naturel de l'Amérique du Nord. Aux termes de ces contrats, Emera Energy s'est engagée à approvisionner les sociétés de distribution de gaz naturel local ou à s'approvisionner auprès de celles-ci pendant la durée des contrats. En contrepartie, ces entreprises de services publics mettront à la disposition d'Emera Energy une partie de leur capacité de transport et de stockage du gaz naturel. Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à ces contrats de gestion d'actifs résultent de l'écart de prix entre le lieu d'où provient le gaz et le lieu où il est livré. Au moment de leur comptabilisation initiale, les rajustements de réévaluation à la valeur du marché sont entièrement contrebalancés par la valeur de l'actif de transport correspondant, lequel est amorti sur la durée de chaque contrat de gestion d'actifs.

Les variations subséquentes des écarts de prix du gaz, dans la mesure où elles ne sont pas contrebalancées par l'amortissement comptable de l'actif de transport, entraîneront la comptabilisation en résultat net de gains ou de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché. Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché peuvent être substantiels, particulièrement au cours des mois d'hiver durant la validité d'un contrat, au moment où les volumes livrés et les prix du marché sont habituellement à leur plus haut niveau. À mesure qu'un contrat est exécuté et que les volumes fléchissent, la volatilité découlant de la réévaluation à la valeur du marché devrait diminuer. Ultiment, l'actif de transport de gaz et le rajustement de réévaluation à la valeur du marché sont ramenés à zéro à la fin de la durée du contrat. À mesure que la société prend de l'expansion et que le volume de contrats de gestion d'actifs augmente, la volatilité découlant de l'évaluation à la valeur du marché qui donne lieu à des gains et des pertes peut aussi augmenter.

Le siège social d'Emera a conclu des contrats de change à terme afin de gérer le risque de flux de trésorerie lié aux entrées de trésorerie attendues en dollars américains. Les fluctuations du taux de change entraînent la comptabilisation de gains ou de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché au poste « Autres produits, montant net » dans les états des résultats consolidés.

## SIÈGE SOCIAL

Le tableau qui suit résume la perte ajustée du siège social :

en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
Charges d'exploitation <sup>1)</sup>	(23) \$	(7) \$	(74) \$	(73) \$
Intérêts débiteurs	(97)	(88)	(367)	(329)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	76	25	170	111
Dividendes sur actions privilégiées	(19)	(18)	(73)	(66)
Autres <sup>2), 3)</sup>	(10)	(3)	(16)	1
<b>Perte nette ajustée du siège social<sup>4), 5), 6), 7)</sup></b>	<b>(73) \$</b>	<b>(91) \$</b>	<b>(360) \$</b>	<b>(356) \$</b>

1) Le poste « Charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement.

2) Le poste « Autres » comprend les profits et pertes réalisés sur des couvertures visant à atténuer le risque lié au bénéfice des unités d'exploitation libellé en dollars américains.

3) Comprend une perte nette réalisée avant impôts de 5 millions de dollars (4 millions de dollars après impôts) pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (perte nette avant impôts de 4 millions de dollars et perte de 3 millions de dollars après impôts en 2023) et une perte nette avant impôts de 12 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (perte nette avant impôts de 11 millions de dollars et perte après impôts de 8 millions de dollars en 2023) sur les couvertures de change, tel qu'il est mentionné ci-dessus.

4) Exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 25 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 (un gain après impôts de 15 millions de dollars en 2023) et une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 31 millions de dollars après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (un gain de 20 millions de dollars après impôts en 2023).

5) Exclut un gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts, de 107 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

6) Exclut certaines charges de 234 millions de dollars liées à la vente imminente de NMGC (217 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

7) Exclut le recouvrement d'impôts de 58 millions de dollars lié à la liquidation d'une structure de financement et le recouvrement d'impôts de 22 millions de dollars liés à la reprise d'une provision pour la moins-value de l'exercice précédent se rapportant à la vente de LIL pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024 (néant en 2023).

## Situation de trésorerie et sources de financement

La société génère des fonds à l'interne par la voie de divers investissements réglementés et non réglementés liés à l'énergie. Les clientèles des entreprises de services publics se distinguent au chapitre de la répartition de leurs ventes et produits parmi les catégories d'abonnés. Les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera permettent de diversifier les flux de produits et les contreparties de la société. Parmi les circonstances qui pourraient influencer sur la capacité de la société à générer des fonds suffisants, on compte : les fluctuations des conditions macroéconomiques mondiales, les ralentissements de l'économie générale sur les marchés d'Emera, l'incidence qu'ont les fluctuations du prix du combustible sur les exigences quant aux garanties et le recouvrement au moment opportun des coûts du combustible et des coûts liés aux tempêtes auprès des clients, la perte d'un ou de plusieurs clients importants, les décisions prises par des organismes de réglementation touchant les tarifs exigés des clients et le recouvrement des actifs réglementaires, et les modifications apportées aux lois en matière d'environnement. Les filiales d'Emera disposent généralement de liquidités suffisantes pour verser des dividendes à Emera, pourvu qu'elles ne violent pas les clauses restrictives se rattachant à leur dette, selon le cas, compte tenu du versement des dividendes, et qu'elles maintiennent de solides cotes de crédit.

Les besoins futurs en trésorerie et en capital d'Emera se rapporteront surtout au fonds de roulement, à l'investissement en cours dans le domaine des activités au tarif de base, aux acquisitions d'entreprises, à l'investissement en installations nouvelles, aux dividendes et au service de la dette. Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations d'environ 20 milliards de dollars pour la période de 2025 à 2029 et soutient une croissance continue. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés d'Emera sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation.

À l'heure actuelle, Emera jouit d'une solide position de liquidité, et elle a la capacité d'assurer le service de la dette à mesure que les emprunts arrivent à échéance et de répondre aux besoins d'investissement à court terme actuellement anticipés. Emera prévoit utiliser les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les capitaux d'emprunt obtenus par les services publics, les capitaux propres du siège social et le produit tiré de la vente imminente de NMGC pour financer ses activités courantes, rembourser ses emprunts actuels et répondre à ses besoins de capitaux. Les capitaux d'emprunt obtenus par certains services publics de la société sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation pertinents. En règle générale, les besoins en capitaux propres du siège social à l'appui du plan d'investissement de la société devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du RRD et des programmes d'émission d'actions au cours du marché d'Emera.

Emera dispose de facilités de crédit engagées assorties de diverses échéances qui, cumulées, lui procurent un crédit de 2,3 milliards de dollars canadiens et de 1,6 milliard de dollars américains, dont environ 1,1 milliard de dollars canadiens et de 593 millions de dollars américains étaient non prélevés et disponibles au 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2024, la société détenait un solde de trésorerie de 204 millions de dollars, dont une tranche de 8 millions de dollars est classée à titre d'actifs détenus en vue de la vente et liée à la vente imminente de NMGC. Se reporter à la rubrique « Gestion de la dette » ci-après pour plus de précisions.

## Flux de trésorerie consolidés - Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés des flux de trésorerie entre les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023 comprennent :

en millions de dollars	2024	2023	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à l'ouverture de la période	588 \$	332 \$	256 \$
<b>Liés à ce qui suit :</b>			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	2 194	2 336	(142)
Variation du fonds de roulement	452	(95)	547
Activités d'exploitation	2 646 \$	2 241 \$	405 \$
Activités d'investissement	(2 218)	(2 917)	699
Activités de financement	(818)	939	(1 757)
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et la trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	23	(7)	30
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente à la clôture de la période	221 \$	588 \$	(367) \$

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 405 millions de dollars pour s'établir à 2 646 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, comparativement à 2 241 millions de dollars pour 2023.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont diminué de 142 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Cette diminution est attribuable à l'augmentation de l'actif réglementaire au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes attribuable à l'ouragan Helene et à l'ouragan Milton à TEC, à la baisse des recouvrements au titre de la clause visant le combustible à TEC et à la reprise de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2023 à NSPI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le remboursement de NSPML, par la variation favorable des passifs réglementaires attribuable au règlement de couverture du gaz de NMGC en 2023, à la hausse des produits tirés des ventes d'électricité à NSPI, au produit de la vente à NSPI de l'actif du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, et à l'augmentation du bénéfice et au recouvrement des charges liées à la clause de conservation à PGS.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une augmentation de 547 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Cette augmentation est attribuable à la hausse des crédettes à TEC découlant des coûts liés aux tempêtes à payer au titre de l'ouragan Helene et de l'ouragan Milton, aux variations favorables des positions de la garantie en trésorerie à NSPI, à la diminution des débiteurs à TEC, à la reprise d'une provision au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2023 à NSPI, aux variations favorables des stocks de combustible à NSPI et à TEC et aux variations favorables des crédettes à NSPI, à NMGC et à PGS. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les variations défavorables des positions de la garantie en trésorerie à EES, par les variations défavorables des débiteurs à NMGC attribuables au règlement de la couverture du gaz en 2023, aux variations défavorables des stocks de gaz naturel à EES et aux variations défavorables des débiteurs à NSPI.

### FLUX DE TRÉSORERIE AFFECTÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 699 millions de dollars, s'établissant à 2 218 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, en comparaison de 2 917 millions de dollars pour 2023. La diminution s'explique essentiellement par le produit de 927 millions de dollars reçu à la vente de la participation d'Emera dans LIL, en partie contrebalancée par la hausse des dépenses en immobilisations en 2024.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 3 206 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, contre 2 976 millions de dollars pour 2023. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2024 se détaillent comme suit :

- 1 998 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (1 771 millions de dollars en 2023);
- 494 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (461 millions de dollars en 2023);
- 626 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (673 millions de dollars en 2023);
- 81 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (63 millions de dollars en 2023);
- 7 millions de dollars pour le secteur Autres (8 millions de dollars en 2023).

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement se sont établis à 818 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, ce qui représente une diminution de 1 757 millions de dollars comparativement aux flux de trésorerie nets provenant des activités de financement de 939 millions de dollars inscrits pour 2023. Cette diminution est attribuable à la baisse des émissions de titres de créance à long terme à PGS, à NSPI et à NMGC, à l'augmentation des remboursements sur les facilités de crédit engagées à Emera à l'aide du produit de l'opération liée à LIL, aux remboursements sur la dette à long terme à Emera, à TEC et à NMGC et à l'augmentation des remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à NSPI. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le produit de l'émission de billets subordonnés de second rang à taux fixe-fixe révisable par EUSHI Finance, Inc., par la diminution des remboursements sur la dette à court terme à TEC et par l'émission de titres de créance à long terme à TEC.

## Fonds de roulement

Au 31 décembre 2024, la trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Emera se chiffraient à 196 millions de dollars (567 millions de dollars en 2023) et l'investissement d'Emera dans son fonds de roulement hors trésorerie s'établissait à 224 millions de dollars (831 millions de dollars en 2023). Sur le montant de la trésorerie et des équivalents de trésorerie détenu au 31 décembre 2024, une tranche de 185 millions de dollars était détenue par les filiales étrangères d'Emera (482 millions de dollars en 2023). Une partie de ce montant a été investie dans des pays qui exercent un certain contrôle des changes et exigent l'obtention d'autorisations et l'application de procédures pour le rapatriement de fonds. Les fonds sont disponibles pour le financement d'activités locales et de besoins locaux en capital, à moins d'un rapatriement.

## Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2024, les engagements contractuels pour chacun des cinq prochains exercices et le total des engagements par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme <sup>1)</sup>	234 \$	3 279 \$	120 \$	651 \$	1 764 \$	13 192 \$	19 240 \$
Obligations liées au paiement des intérêts <sup>2), 3)</sup>	884	799	712	705	636	8 210	11 946
Achat d'électricité <sup>4)</sup>	307	277	368	368	369	4 487	6 176
Transport <sup>5), 6)</sup>	742	545	544	454	412	3 228	5 925
Projets d'investissement	604	287	24	–	–	–	915
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage <sup>7)</sup>	591	94	21	5	–	–	711
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite <sup>8)</sup>	31	32	68	72	73	224	500
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	9	1	1	2	1	422	436
Autres	160	95	80	59	59	264	717
	3 562 \$	5 409 \$	1 938 \$	2 316 \$	3 314 \$	30 027 \$	46 566 \$

Comme il est expliqué ci-dessous, les obligations contractuelles au 31 décembre 2024 comprennent celles liées à NMGC. Une fois la vente de NMGC finalisée, toutes les obligations contractuelles futures restantes seront transférées à l'acheteur. Pour plus de précisions sur l'opération imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

- 1) Comprend un montant de 696 millions de dollars lié à NMGC (100 millions de dollars en 2026 et 576 millions de dollars par la suite).
- 2) Les paiements d'intérêts futurs sont calculés d'après l'hypothèse selon laquelle aucune dette ne sera remboursée avant l'échéance. En ce qui concerne les titres d'emprunt assortis de taux variables, l'intérêt est calculé pour toutes les périodes futures selon les taux en vigueur au 31 décembre 2024, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de swaps connexes.
- 3) Comprend un montant de 353 millions de dollars lié à NMGC (26 millions de dollars en 2025, 26 millions de dollars en 2026, 23 millions de dollars en 2027, 23 millions de dollars en 2028, 23 millions de dollars en 2029 et 232 millions de dollars par la suite).
- 4) Exigence annuelle d'acheter de l'électricité provenant de PEI ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.
- 5) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs. Comprend un engagement de 135 millions de dollars relativement à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast jusqu'en 2040.
- 6) Comprend un montant de 86 millions de dollars lié à NMGC (30 millions de dollars en 2025, 24 millions de dollars en 2026, 16 millions de dollars en 2027, 12 millions de dollars en 2028 et 4 millions de dollars en 2029).
- 7) Comprend un montant de 177 millions de dollars lié à NMGC (109 millions de dollars en 2025, 52 millions de dollars en 2026, 13 millions de dollars en 2027 et 3 millions de dollars en 2028).
- 8) Comprend l'obligation contractuelle estimée, qui est calculée comme étant les cotisations actuelles exigées par la loi aux régimes enregistrés de retraite par capitalisation, majorées des coûts estimés d'autres cumuls de prestations contractés en vertu de la convention collective de NSPI et des paiements de prestations estimés liés à d'autres régimes d'avantages sociaux non capitalisés.

NSPI doit, en vertu d'une obligation contractuelle, payer des redevances à NSPML sur une période d'environ 38 ans pour l'utilisation du lien maritime depuis sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. En novembre 2024, la Régie a approuvé la perception d'un montant pouvant aller jusqu'à 197 millions de dollars de NSPI pour le recouvrement des coûts du lien maritime en 2025. Le calendrier et les sommes payables à NSPML pour le reste de la période visée par cet engagement de 38 ans sont assujettis à l'approbation de la Régie.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport au Nouveau-Brunswick pendant les périodes estivales (d'avril à octobre, inclusivement) pour l'usage de NLH, sur demande, depuis le 15 août 2021, et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, les obligations sont ajoutées dans la rubrique « Autres » dans le tableau ci-dessus.

## Dépenses en immobilisations consolidées prévues

Pour 2025, les dépenses en immobilisations consolidées prévues, y compris la PFUPC, s'établissent comme suit :

en millions de dollars	Services publics d'électricité de la Floride	Services publics d'électricité canadiens	Services publics de gaz naturel et infrastructure	Autres services publics d'électricité	Autres	Total
Production d'électricité	358 \$	117 \$	– \$	32 \$	– \$	507 \$
Nouvelle production d'énergie renouvelable	567	–	–	81	–	648
Transport d'électricité	169	188	–	53	–	410
Distribution d'électricité	614	140	–	–	–	754
Transport et distribution de gaz naturel	–	–	481	–	–	481
Installations, matériel, véhicules et autres	547	40	5	23	5	620
	2 255 \$	485 \$	486 \$	189 \$	5 \$	3 420 \$

## Gestion de la dette

Outre les fonds provenant des activités d'exploitation, Emera et ses filiales se sont vu consentir des lignes de crédit consortial engagées renouvelables et non renouvelables non garanties, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous.

en millions de dollars, dans les monnaies indiquées ci-dessous	Échéances	Facilités de crédit	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
<i>En dollars canadiens :</i>				
Emera - Facilité de crédit renouvelable engagée	Juin 2029	1 300 \$	792 \$	508 \$
NSPI - Facilité de crédit renouvelable engagée	Juin 2029	800	189	611
Emera - Facilité non renouvelable	Février 2026	200	200	–
<i>En dollars américains :</i>				
TEC - Facilité de crédit renouvelable engagée	Décembre 2028	800	637	163
TECO Finance - Facilité de crédit renouvelable engagée	Décembre 2028	400	184	216
PGS - Facilité renouvelable	Décembre 2028	250	138	112
NMGC - Facilité de crédit renouvelable	Décembre 2026	125	34	91
Autre - Facilités de crédit renouvelables engagées	Diverses	24	13	11

Emera et ses filiales sont assujetties à certaines clauses financières et autres clauses restrictives visant leur dette et leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives donnent lieu à des tests réguliers et la société respecte leurs exigences au 31 décembre 2024. La principale clause restrictive touchant Emera est présentée ci-dessous :

	Clause restrictive de nature financière	Exigence	Au 31 décembre 2024
<b>Emera</b>			
Facilités de crédit consortial	Ratio de la dette sur le capital	Ratio maximal de 0,70 sur 1	0,55:1

Les récentes activités de financement importantes d'Emera et de ses filiales sont décrites plus en détail ci-dessous, par secteur :

### SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DE LA FLORIDE

Le 12 juillet 2024, TEC a remboursé un billet de 300 millions de dollars américains à l'échéance. Ce billet a été remboursé au moyen du produit d'un papier commercial.

Le 1<sup>er</sup> avril 2024, TEC a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 800 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 17 décembre 2026 au 1<sup>er</sup> décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 30 janvier 2024, TEC a émis des obligations non garanties de premier rang totalisant 500 millions de dollars américains, qui portent intérêt à un taux de 4,90 pour cent et qui arrivent à échéance le 1<sup>er</sup> mars 2029. Le produit de l'émission a été affecté principalement au remboursement de l'encours des emprunts à court terme contractés en vertu de de la facilité de crédit d'une durée de cinq ans.

## SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ CANADIENS

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie afin de reporter sa date d'échéance du 15 juillet 2024 au 24 juin 2025 et de réduire son montant de 400 millions de dollars à 300 millions de dollars. Le 16 décembre 2024, NSPI a remboursé la facilité de crédit non renouvelable non garantie de 300 millions de dollars en utilisant le produit net de l'émission des titres de créance de NSPML transférés à NSPI, tel qu'il a été approuvé par la Régie. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » pour plus de précisions sur la garantie de prêt fédérale.

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie afin de reporter sa date d'échéance du 16 décembre 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 13 juin 2024, NSPI a conclu une facilité de crédit non renouvelable pour financer le projet de système de stockage d'énergie par batterie. NSPI peut demander des fonds au titre de la facilité chaque trimestre pour des montants liés aux coûts engagés dans le cadre du projet jusqu'à concurrence de l'engagement total du bailleur de 120 millions de dollars et de 45,06 pour cent du total des coûts admissibles du projet sur la durée de l'entente. La facilité sera disponible jusqu'à 6 mois après l'achèvement du projet, sans dépasser le 21 mai 2027 et arrive à échéance 20 ans après la fin de la période. Au 31 décembre 2024, NSPI avait prélevé un montant de 19 millions de dollars sur la facilité, qui porte intérêt à un taux de 2,51 pour cent.

## SERVICES PUBLICS DE GAZ NATUREL ET INFRASTRUCTURE

Le 10 décembre 2024, Brunswick Pipeline a modifié sa convention de crédit non renouvelable pour en prolonger l'échéance jusqu'en décembre 2028. La convention comprend maintenant des paiements de capital annuels.

Le 30 juillet 2024, NMGI a remboursé à échéance des billets à taux fixe d'une valeur de 150 millions de dollars américains.

## AUTRES SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Le 2 mai 2024, BLPC a modifié sa facilité de prêt de 92 millions de dollars barbadiens (46 millions de dollars américains) afin de reporter sa date d'échéance du 19 février 2025 au 19 juillet 2028. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

## AUTRES

Le 24 juin 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie, la faisant passer de 900 millions de dollars à 1 300 millions de dollars. Emera a également fait reporter sa date d'échéance du 24 juin 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 24 juin 2024, Emera a remboursé sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 400 millions de dollars, qui devait arriver à échéance en août 2024.

Le 18 juin 2024, EUSHI Finance a procédé à l'émission de billets subordonnés de second rang à taux fixe-révisable totalisant 500 millions de dollars américains. Les billets portent initialement intérêt à un taux de 7,625 pour cent, taux qui sera révisé le 15 décembre 2029, et tous les cinq ans par la suite, de manière à correspondre à un taux annuel égal au taux du Trésor américain à cinq ans majoré de 3,136 pour cent. Les billets arrivent à échéance le 15 décembre 2054. EUSHI Finance peut, à son gré, racheter les billets, en totalité ou en partie, 90 jours avant la première date de révision du taux d'intérêt, et à toute date de paiement d'intérêts semestriels par la suite, à un prix de rachat égal au capital total.

Le produit de l'émission de billets de 500 millions de dollars américains dont il est fait mention ci-dessus a été affecté au remboursement d'un billet de premier rang de 300 millions de dollars américains d'Emera US Finance LP à l'échéance en juin 2024 et au remboursement des billets à taux fixe de 150 millions de dollars américains de NMGI à l'échéance en juillet 2024. Le reste du produit a été affecté au paiement des frais généraux de la société.

Le 17 juin 2024, Emera a remboursé 200 millions de dollars sur la facilité non renouvelable non garantie de décembre 2024, réduisant ainsi la facilité de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars. En décembre 2024, Emera a remboursé la somme de 200 millions de dollars à l'échéance.

Le 1<sup>er</sup> avril 2024, TECO Finance a modifié sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 400 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 17 décembre 2026 au 1<sup>er</sup> décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 16 février 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 400 millions de dollars afin de reporter sa date d'échéance du 19 février 2024 au 19 février 2025. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente. Le 19 juillet 2024, Emera a réduit le montant de la facilité de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars. Le 20 février 2025, Emera a prolongé la convention pour une année supplémentaire jusqu'en février 2026, sans autres changements dans les modalités. Cette facilité a été classée dans la dette à long terme au 31 décembre 2024.

## Cotes de crédit

Emera et ses filiales se sont vu attribuer les cotes d'emprunt de premier rang non garanti suivantes :

	<b>Fitch</b>	<b>S&amp;P</b>	<b>Moody's</b>	<b>DBRS</b>
Emera <sup>1)</sup>	BBB (négative)	BBB- (stable)	Baa3 (négative)	s.o.
TEC <sup>1)</sup>	A (négative)	BBB+ (stable)	A3 (négative)	s.o.
PGS	A (négative)	s.o.	s.o.	s.o.
NMGC <sup>2)</sup>	BBB+ (stable)	s.o.	s.o.	s.o.
NSPI <sup>1)</sup>	s.o.	BBB- (stable)	s.o.	BBB (élevée) (stable)

1) Le 22 janvier 2025, Standard and Poor's (« S&P ») a révisé les perspectives d'Emera et de ses filiales, les faisant passer de négatives à stables, sans modifier les notations existantes.

2) Le 30 mai 2024, Fitch Ratings (« Fitch ») a révisé les perspectives de NMGC, les faisant passer de négatives à stables.

## Titres de créance garantis

Au 31 décembre 2024, la société avait 2,95 milliards de dollars américains (2,75 milliards de dollars américains en 2023) de billets non garantis de premier rang et de billets subordonnés de second rang (collectivement, les « billets américains ») en circulation.

Les billets américains sont garantis de manière entière et inconditionnelle, à titre conjoint et individuel, et, dans le cas seulement des billets subordonnés de second rang à taux fixe-fixe révisable échéant en 2054, sur une base conjointe, solidaire et subordonnée, par Emera et Emera US Holdings Inc. (« EUSHI ») (à ce titre, les « filiales garantes »). Emera détient, de manière directe ou indirecte, la totalité des participations de commanditaire et de commandité dans Emera US Finance LP. EUSHI Finance est détenue indirectement par Emera par l'intermédiaire d'EUSHI.

D'autres filiales de la société ne garantissent pas les billets américains (ces filiales sont désignées comme les « filiales non garantes »), mais Emera a un accès illimité aux actifs des entités consolidées.

Conformément à la règle 13-01 du règlement S-X, la société inclut des informations financières résumées pour Emera, EUSHI, Emera US Finance LP et EUSHI Finance (collectivement, le « groupe des emprunteurs »), sur une base combinée après que les opérations et les soldes entre les entités combinées ont été éliminés. Les investissements dans les filiales non garantes et la quote-part du bénéfice de ces dernières ont été exclus des informations financières résumées.

Le groupe des emprunteurs n'a pas été déterminé en fonction de critères géographiques, de lignes de service ou d'autres critères semblables, et par conséquent, les informations financières résumées comprennent des parties des activités nationales et internationales d'Emera. Par conséquent, ce mode de présentation n'est pas destiné à présenter la situation financière ou les résultats d'exploitation d'Emera dans un but autre que celui de se conformer aux exigences spécifiques du rapport du garant.

### ÉTAT DES RÉSULTATS CONDENSÉ (PERTE)

La société a comptabilisé un bénéfice lié à la dette garantie sous les postes suivants :

en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
Perte d'exploitation	(279) \$	(62) \$
Profits nets <sup>1)</sup>	442 \$	394 \$

1) Comprend un montant net de produits d'intérêts et de dividendes de 1 352 millions de dollars (962 millions de dollars en 2023) reçu de filiales non garantes.

**BILAN CONSOLIDÉ CONDENSÉ**

Les postes suivants du bilan de la société se rapportent à la dette garantie :

en millions de dollars	Aux 31 décembre	
	2024	2023
Actif à court terme <sup>1)</sup>	391 \$	272 \$
Goodwill	5 858	5 871
Autres actifs <sup>2)</sup>	6 474	6 263
<b>Total de l'actif<sup>3)</sup></b>	<b>12 723 \$</b>	<b>12 406 \$</b>
Passif à court terme <sup>4)</sup>	611 \$	1 264 \$
Passif à long terme <sup>5)</sup>	13 129	11 956
<b>Total du passif</b>	<b>13 740 \$</b>	<b>13 220 \$</b>

1) Comprend un montant de 217 millions de dollars (178 millions de dollars en 2023) à recevoir de filiales non garanties.

2) Comprend un montant de 5 937 millions de dollars (5 906 millions de dollars en 2023) à recevoir de filiales non garanties.

3) Compte non tenu des investissements dans des filiales non garanties. Le total de l'actif consolidé d'Emera s'élève à 42 951 millions de dollars (39 480 millions de dollars en 2023).

4) Comprend un montant de 184 millions de dollars (167 millions de dollars en 2023) à payer à des filiales non garanties.

5) Comprend un montant de 5 980 millions de dollars (5 854 millions de dollars en 2023) à payer à des filiales non garanties.

**Informations sur les actions en circulation****ACTIONS ORDINAIRES**

Émises et en circulation :	millions d'actions	millions de dollars
Solde au 31 décembre 2023	284,12	8 462 \$
Émission d'actions ordinaires aux termes du programme ACM <sup>1)</sup>	5,12	261
Émises aux termes du RRD, déduction faite des escomptes	6,10	291
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	0,60	28
<b>Solde au 31 décembre 2024</b>	<b>295,94</b>	<b>9 042 \$</b>

1) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, un nombre total de 5 117 273 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 51,52 \$ l'action, pour un produit brut de 264 millions de dollars (261 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 31 décembre 2024, une limite de ventes brutes globale de 336 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au 14 février 2025, 297,7 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Si toutes les options d'achat d'actions en cours avaient été converties au 14 février 2025, 3,8 millions d'actions ordinaires supplémentaires seraient émises et en circulation.

**PROGRAMME ACM**

Le 18 novembre 2024, Emera a augmenté la taille du programme ACM afin de pouvoir émettre de temps à autre, à son gré, des actions ordinaires à même le capital non émis au prix du marché en vigueur, jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars. La taille du programme ACM a été augmentée en vertu d'une modification datée du 18 novembre 2024 à son supplément de prospectus d'Emera daté du 14 novembre 2023 et d'une modification datée du 13 novembre 2024 à son prospectus préalable de base simplifié daté du 3 octobre 2023.

**ACTIONS PRIVILÉGIÉES**

Au 19 février 2025, Emera disposait des actions privilégiées émises et en circulation suivantes : série A - 4,9 millions; série B - 1,1 million; série C - 10,0 millions; série E - 5,0 millions; série F - 8,0 millions; série H - 12,0 millions; série J - 8,0 millions et série L - 9,0 millions. Les actions privilégiées d'Emera ne sont pas assorties de droits de vote, à moins que la société omette de verser globalement huit dividendes trimestriels.

Le 8 janvier 2025, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les actions privilégiées de série F en circulation le 15 février 2025. Durant la période de conversion allant du 15 janvier 2025 au 31 janvier 2025, sous réserve de certaines conditions, les porteurs d'actions de série F avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série F, à raison de une contre une, en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif de série G le 15 février 2025.

Le 16 janvier 2025, Emera a annoncé que le dividende fixe annuel par action pour les actions de série F sera révisé de 1,0505 \$ à 1,4372 \$ pour la période de cinq ans commençant le 15 février 2025.

Le 6 février 2025, Emera a annoncé qu'après avoir pris en compte tous les avis de conversion reçus des porteurs, aucune action privilégiée de série F n'a été convertie en actions privilégiées de série G.

## Capitalisation des régimes de retraite

Aux fins de capitalisation, Emera établit les cotisations requises à ses principaux régimes de retraite à prestations déterminées en fonction d'une valeur de l'actif lissée. Cette méthode réduit la volatilité relative à l'exigence de financement en numéraire, étant donné que l'incidence des gains et des pertes de placement est constatée sur plusieurs années. Les flux de trésorerie prévus pour les régimes de retraite à prestations déterminées s'élèvent à 41 millions de dollars en 2025 (36 millions de dollars en 2024). Toutes les cotisations aux régimes de retraite sont déductibles d'impôt et seront financées à l'aide des flux de trésorerie d'exploitation.

Les régimes de retraite à prestations déterminées d'Emera recourent à une méthode stratégique à long terme à l'égard de la répartition des actifs, du rendement réel et du risque. L'objectif sous-jacent consiste à obtenir un rendement approprié, compte tenu du but de la société de préserver le capital par le maintien d'un niveau de risque acceptable pour les placements du fonds de retraite.

Afin d'assurer la répartition à long terme globale des actifs de retraite, ceux-ci sont gérés par des gestionnaires de placement externes, selon la politique de placement et le cadre de gouvernance de chaque régime de retraite. La répartition d'actifs comprend des placements dans des actions canadiennes et mondiales, des obligations canadiennes et mondiales et des placements à court terme. La société passe régulièrement en revue le rendement des gestionnaires de placement et rajuste la composition des actifs des régimes de retraite au besoin, selon la politique de placement de ceux-ci.

Les cotisations projetées d'Emera aux régimes de retraite à prestations déterminées sont de 56 millions de dollars en 2025 (51 millions de dollars en 2024).

### RÉSUMÉ DES RÉGIMES DE RETRAITE À PRESTATIONS DÉTERMINÉES

en millions de dollars

Régimes par région	TECO Holdings	NSPI	Caraïbes	Total
Actifs au 31 décembre 2024	987 \$	1 495 \$	11 \$	2 493 \$
Obligation comptable au 31 décembre 2024	970 \$	1 380 \$	17 \$	2 367 \$
Charge (produit) comptable au cours de l'exercice 2024	5 \$	(11) \$	3 \$	(3) \$

## Instruments hors bilan

### DÉSENDETTEMENT

Depuis la privatisation en 1992, NSPI est responsable d'un portefeuille de titres de désendettement, qui permet d'assurer les versements de capital et d'intérêt des titres liés à la dette remboursée, laquelle totalisait 200 millions de dollars au 31 décembre 2024 (200 millions de dollars en 2023). Les titres sont détenus en fiducie pour le compte d'une société d'État de la Nouvelle-Écosse. Environ 66 pour cent du portefeuille de titres de désendettement consiste en des placements dans la dette connexe, ce qui élimine tous les risques liés à cette tranche du portefeuille.

### GARANTIES ET LETTRES DE CRÉDIT

Emera affiche des garanties et lettres de crédit en circulation pour le compte de tiers. Les garanties et lettres de crédit importantes suivantes ne figuraient pas aux bilans consolidés au 31 décembre 2024 :

TECO Holdings, Inc. (« TECO Holdings ») détient une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une entente préalable de transport de gaz. La garantie prévoyait le paiement d'un montant maximal éventuel de 45 millions de dollars américains si SeaCoast manquait à ses obligations de paiement ou autres en vertu de l'entente. La garantie venait à échéance cinq ans après la date de fin de l'entente antérieure de transport du gaz, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2022. La contrepartie a le droit d'exiger que TECO Holdings fournisse un soutien au crédit de remplacement, soit sous la forme d'une garantie de substitution d'une société affiliée ayant une notation de crédit de qualité, soit sous la forme d'une lettre de crédit ou d'un versement en trésorerie de 27 millions de dollars américains.

TECO Holdings détient une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une entente de services ferme, qui expire le 31 décembre 2055, sous réserve de deux périodes de prolongation au choix de la contrepartie, dont la date d'échéance définitive est le 31 décembre 2071. La garantie porte sur un montant maximal potentiel de 13 millions de dollars américains si SeaCoast ne paie pas ou ne remplit pas ses obligations en vertu de l'entente de services ferme. La contrepartie a le droit d'exiger que TECO Holdings fournisse un soutien au crédit de remplacement, soit sous la forme d'une garantie de substitution d'une société affiliée ayant une notation de crédit de qualité, soit sous la forme d'une lettre de crédit ou d'un versement en trésorerie de 13 millions de dollars américains.

Emera détient une garantie de 66 millions de dollars américains relativement à des billets en circulation d'ECI. Cette garantie prendra automatiquement fin à la date à laquelle les obligations auront été remboursées en totalité.

NSPI détient des garanties d'un montant de 104 millions de dollars américains (104 millions de dollars américains en 2023) au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated qui ont des durées variables.

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 105 millions de dollars américains (103 millions de dollars américains au 31 décembre 2023) de tiers qui ont accordé un crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit et de cautionnement ont habituellement une durée d'un an et elles sont renouvelées chaque année, au besoin.

Emera détient, au nom de NSPI, une lettre de crédit visant à garantir ses obligations aux termes d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2025. Au 31 décembre 2024, le montant engagé s'élevait à 58 millions de dollars (56 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Emera a fourni à une contrepartie une indemnisation se rapportant à certaines sommes fiscales qui pourraient devenir exigibles à la suite de modifications précises susceptibles d'être apportées dans l'avenir aux lois fédérales canadiennes, sous réserve de certaines conditions et limites. Aucune modification législative de la sorte n'a été proposée à ce jour. Il n'est pas possible d'estimer le montant potentiel des paiements futurs qui pourraient résulter de réclamations futures au titre de cette indemnisation, mais le risque d'avoir à effectuer des paiements importants au titre de cette indemnisation est considéré comme faible.

## Ratio de distribution des dividendes

Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes de un pour cent à deux pour cent. Le 18 septembre 2024, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, le faisant passer de 2,9000 \$ à 2,8700 \$ par action ordinaire. Le premier versement des dividendes trimestriel au taux augmenté a été effectué le 15 novembre 2024.

Le dividende sur les actions ordinaires d'Emera s'est élevé à 2,8775 \$ par action ordinaire en 2024 (0,7175 \$ aux premier, deuxième et troisième trimestres et 0,7250 \$ au quatrième trimestre) et à 2,7875 \$ par action ordinaire en 2023 (0,6900 \$ aux premier, deuxième et troisième trimestres et 0,7175 \$ au quatrième trimestre), ce qui représente un ratio de distribution du bénéfice net de 168 pour cent pour 2024 (78 pour cent en 2023) et un ratio de distribution du bénéfice net ajusté de 98 pour cent pour 2024 (94 pour cent en 2023).

## Transactions entre parties liées

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie et d'autres services, et conclut des transactions avec ses filiales, ses sociétés apparentées et d'autres sociétés liées selon des modalités conformes à celles offertes aux parties non liées. Les soldes et les transactions intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le résultat net au titre de certaines transactions entre les entités à tarifs non réglementés et celles à tarifs réglementés conformément aux normes comptables pour les entités à tarifs réglementés. Tous les montants significatifs ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

Les transactions importantes conclues entre Emera et ses sociétés liées sont les suivantes :

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés. Les charges de NSPI sont comptabilisées au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent un recouvrement de 324 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 163 millions de dollars en 2023). NSPML est comptabilisée à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, le bénéfice correspondant lié aux produits qui en découlent est présenté dans la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites. Se reporter aux rubriques « Services publics d'électricité canadiens – NSPML » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Obligations contractuelles » pour plus de précisions.
- Les achats liés à la capacité de transport du gaz naturel de M&NP sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés. Les achats provenant de M&NP, dont le montant net est comptabilisé dans les produits d'exploitation non réglementés, se sont établis à 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (14 millions de dollars en 2023).

Au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023, aucun montant important à recevoir ou à payer entre Emera et ses entreprises associées n'était comptabilisé dans les bilans consolidés d'Emera.

## Risque d'entreprise et gestion du risque

Emera dispose d'un processus de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise, sous la surveillance du comité de gestion des risques et la supervision du conseil, permettant d'assurer que les risques sont identifiés, évalués, surveillés et soumis à des contrôles appropriés. Le conseil a mis en place un comité de gestion des risques et de la durabilité pour appuyer le conseil dans l'exercice de ses responsabilités de surveillance des risques et de la durabilité. Son mandat comprend la surveillance du cadre réglementaire de gestion des risques d'entreprise de la société, y compris la détection, l'évaluation, le suivi et la gestion des risques d'entreprise.

Les risques commerciaux importants auxquels fait face Emera sont décrits ci-dessous. Plusieurs de ces risques sont indépendants de la volonté de la société et pourraient avoir une incidence défavorable importante sur elle ou ses filiales, ou sur leurs activités commerciales, leurs liquidités, leur capacité à obtenir des capitaux ou le coût de ces capitaux, leur situation financière, leurs perspectives ou leurs résultats d'exploitation (ce qui est désigné dans les présentes comme une « incidence défavorable importante »). La nature du risque est telle qu'aucune liste de risques commerciaux importants n'est exhaustive et que l'effet réel de l'un ou l'autre des risques évoqués pourrait être sensiblement différent de ce qui est décrit ci-dessous. En outre, d'autres risques inconnus à l'heure actuelle peuvent survenir, ou des risques qui ne sont pas considérés comme importants à l'heure actuelle peuvent le devenir, ou deux ou plusieurs risques qui ne sont pas importants en soi peuvent le devenir ensemble.

## RISQUE LIÉ À LA RÉGLEMENTATION ET RISQUE POLITIQUE

Les filiales à tarifs réglementés de la société et certains investissements sont soumis à des cadres législatifs et réglementaires complexes qui couvrent des aspects importants de leurs activités. Ces cadres ont une incidence sur des facteurs clés comme les tarifs et les structures de coûts, les produits requis, les RCP autorisés, les structures du capital, la base tarifaire et les dépenses en immobilisations, ainsi que sur le recouvrement des coûts de l'électricité et du combustible achetés et d'autres coûts. Les organismes de réglementation examinent également la prudence des coûts et prennent d'autres décisions qui peuvent avoir une incidence sur les tarifs des clients et la fiabilité du service. Les entreprises de services publics axées sur le coût du service d'Emera doivent obtenir des approbations réglementaires pour les aspects importants de leurs activités, y compris pour modifier les tarifs et/ou les clauses, ou en ajouter. Ces approbations nécessitent souvent des audiences publiques auxquelles participent de nombreuses parties prenantes, et il n'y a aucune garantie quant aux résultats ou à la portée d'un processus ou d'une décision réglementaire.

Si Emera n'est pas en mesure de recouvrer en temps opportun un montant important de coûts ou un rendement du capital investi au moyen de mécanismes de réglementation ou d'une autre manière, si elle se voit refuser le recouvrement de certains coûts, si elle fait l'objet de sanctions réglementaires, si elle n'est pas autorisée à effectuer certaines dépenses en immobilisations ou si elle n'est pas autorisée à investir dans certains actifs de services publics ou à s'en dessaisir, il pourrait en résulter une incidence défavorable importante, y compris des baisses de valeur. Le retard réglementaire, c'est-à-dire le temps qui s'écoule entre le décaissement des coûts et l'approbation par les organismes de réglementation des tarifs permettant de recouvrer ces coûts, peut également avoir une incidence défavorable importante.

Certains aspects de l'acquisition, de la propriété, des activités, de l'emplacement, de la planification, de la construction et de la mise hors service d'installations de production, de stockage, de transport et de distribution d'électricité et de systèmes de transport et de distribution de gaz naturel sont également soumis à des procédures réglementaires et à des approbations de la part d'organismes de réglementation, de ministères et d'agences gouvernementales, et d'autres tiers. L'impossibilité d'obtenir, de maintenir et de renouveler ces approbations ou des changements importants dans leurs modalités pourraient avoir une incidence défavorable importante.

Le cadre, le processus et les décisions réglementaires peuvent également être influencés négativement par des changements de gouvernement, des modifications aux politiques gouvernementales ou publiques, des modifications des lois, des décisions prises par des organismes de réglementation, des changements géopolitiques, des changements dans l'environnement économique ou d'autres facteurs. L'ingérence du gouvernement dans le processus réglementaire ou les décisions réglementaires peut nuire à la stabilité, à la prévisibilité et à l'indépendance en matière de réglementation. De tels changements pourraient avoir une incidence défavorable importante.

## RISQUE LIÉ AUX MODIFICATIONS LÉGISLATIVES

La société est également exposée aux changements dans l'environnement politique et le leadership politique, aux modifications législatives ou réglementaires, aux changements de politiques gouvernementales, aux conflits commerciaux et à l'imposition de droits de douane. Ces facteurs peuvent tous se répercuter sur les activités de la société, sur les marchés de l'énergie et des intrants énergétiques ou sur les conditions économiques générales et avoir une incidence défavorable importante. Cela peut comprendre des initiatives concernant la déréglementation ou la restructuration du secteur de l'énergie, ce qui pourrait accroître la concurrence ou engendrer des coûts plus élevés ou non recouverts. Par des politiques étatiques et locales dans certains territoires aux États-Unis, on a cherché à empêcher ou à réduire la capacité des services publics d'offrir aux clients l'option du gaz naturel tandis que, dans d'autres territoires, des politiques ont été adoptées pour éviter de limiter l'utilisation du gaz naturel.

Emera ne peut pas prédire les futurs changements législatifs, politiques ou réglementaires, qu'ils soient causés par des facteurs économiques, politiques ou autres, ni les coûts d'exploitation ou de conformité qui en découleront ou d'autres répercussions. Il pourrait être difficile pour Emera de réagir efficacement et promptement à ces éventuels changements législatifs, politiques ou réglementaires.

### LOIS EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT :

Emera est assujettie à la réglementation des autorités fédérales, provinciales, d'États, régionales et locales en ce qui a trait aux questions environnementales, principalement à l'égard de ses activités de services publics. Il s'agit notamment des lois, des règlements et des politiques concernant les émissions de GES, les normes en matière d'énergies renouvelables, le changement climatique, la qualité de l'air, la qualité et l'utilisation de l'eau, la gestion des résidus, le rejet des eaux usées, la qualité des sols, les habitats aquatiques et terrestres, les déchets dangereux, la santé, les espèces menacées et la mortalité de la faune sauvage.

Dans certains territoires où Emera exerce ses activités, la loi et la politique gouvernementales ont prévu des délais pour la fermeture obligatoire des installations de production de charbon, exigent qu'un certain pourcentage d'électricité soit produit à partir de sources renouvelables et imposent une tarification du carbone, des limites d'émissions et des mécanismes de plafonnement et d'échange. À moyen et à long terme, cela pourrait entraîner l'assujettissement d'une partie importante des infrastructures d'hydrocarbures à une réglementation et à des limites supplémentaires relativement aux émissions de GES et aux activités d'exploitation.

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse et le gouvernement du Canada ont tous deux présenté des projets de loi ou promulgué des mesures législatives comprenant des objectifs de zéro émission nette de GES d'ici 2050. Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a établi des objectifs quant au pourcentage de sources d'énergie renouvelable contenu dans la composition des sources de production de NSPI et aux réductions d'émissions de GES, ainsi que l'objectif d'éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Le gouvernement du Canada a également promulgué des règlements imposant des normes d'émission pour la production d'électricité à partir du charbon qui exigeraient effectivement la mise hors service de ces installations. Comme la Nouvelle-Écosse est exemptée de ces règlements jusqu'en 2029, rien ne garantit que cette exemption sera maintenue dans l'avenir. Le fait de ne pas atteindre ces objectifs d'ici 2030 ou de ne pas se conformer aux lois ou aux règlements applicables pourrait avoir une incidence défavorable importante.

Les substances perfluoroalkylées et polyfluoroalkylées (« SPFA ») sont des produits chimiques fabriqués par l'humain qui sont largement utilisés dans les produits de consommation et qui peuvent persister et se bioaccumuler dans l'environnement. La société ne fabrique pas de SPFA mais, comme ces contaminants préoccupants sont omniprésents dans les produits et l'environnement, ils peuvent avoir une incidence sur les activités d'Emera. L'évolution des lois et des règlements environnementaux relatifs aux SPFA pourrait entraîner de nouveaux coûts ou des obligations d'investigation ou de nettoyage et entraîner des modifications à la stratégie de la société en matière d'acquisition de terrains pour des projets tels que la production d'énergie solaire, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

Ces lois, règlements et politiques en matière d'environnement, ainsi que les lois, règlements et politiques nouveaux ou révisés, ou les interprétations de ces lois, règlements et politiques, pourraient avoir une incidence défavorable importante, notamment en empêchant ou en retardant le développement de projets d'infrastructure énergétique, en restreignant l'utilisation ou la production de certaines installations, en exigeant la mise hors service anticipée de certaines installations de production, ce qui pourrait entraîner des coûts irrécupérables, en limitant la disponibilité ou l'utilisation de certains combustibles nécessaires à la production d'électricité, en exigeant des équipements antipollution supplémentaires, en réduisant les ventes de gaz naturel à de nouveaux clients, ce qui pourrait diminuer la croissance future de la clientèle de gaz naturel d'Emera, en modifiant la nature et le calendrier des investissements en immobilisations, en exigeant des investissements en immobilisations considérables, en imposant des coûts d'exploitation ou d'autres coûts liés à la conformité, y compris des taxes sur le carbone ou des quotas d'émissions, ou en limitant ou éliminant certaines activités ou en rendant celles-ci non rentables. Les incidences pourraient être plus considérables dans l'avenir en raison de lois ou d'exigences nouvelles ou révisées ou d'une application plus stricte ou plus étendue des lois, règlements et politiques en vigueur en matière d'environnement. Le fait pour Emera de ne pas recouvrer ses coûts environnementaux en temps opportun au moyen des tarifs pourrait également avoir une incidence défavorable importante.

En plus de ces règlements qui exigent une conformité continue, il existe des lois, des règlements et des permis qui autorisent l'imposition de pénalités pour non-conformité, exposant Emera à des procédures judiciaires ou réglementaires, à des litiges, à des amendes civiles, à des injonctions, à des sanctions pénales et à d'autres sanctions, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

#### RISQUE LIÉ AUX CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES

Une incidence défavorable importante peut résulter de variations climatiques saisonnières influant sur la consommation d'énergie, ainsi que de phénomènes météorologiques violents, de changements de température de l'air, d'incendies de forêt et d'autres intempéries, qui risquent de devenir plus fréquents et plus intenses en raison des changements climatiques. Se reporter à la section « Risque lié aux changements climatiques ».

La température, les variations saisonnières et d'autres conditions météorologiques influencent considérablement la disponibilité de l'électricité et du gaz naturel et la consommation des clients, ainsi que le prix des produits énergétiques, tels que le carburant utilisé par les services publics de la société, et la production d'électricité dans les installations de production d'énergie. Par exemple, NSPI pourrait voir son chiffre d'affaires diminuer pendant les mois d'hiver si les températures sont plus chaudes que prévu.

Les phénomènes climatiques extrêmes comme les ouragans, les inondations, les ondes de tempête, les tornades, les sécheresses, les incendies, les températures extrêmes, les tempêtes de neige ou de verglas et les autres catastrophes naturelles créent un risque de dommages physiques aux actifs de la société et un risque de pannes de service prolongées ou d'interruptions de l'approvisionnement en carburant. Par exemple, les vents violents peuvent causer des dommages généralisés aux infrastructures de transport, de distribution et de production d'énergies solaire et éolienne. La quasi-totalité des actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles de la société est située à proximité de sites côtiers et, à ce titre, est exposée aux effets distincts et combinés de l'élévation du niveau de la mer et de l'intensification des tempêtes, notamment les ondes de tempête et les inondations.

Des phénomènes ou des conditions météorologiques extrêmes pourraient réduire les produits et obliger la société à engager des coûts supplémentaires, comme des coûts de réparation et de remplacement, des coûts d'énergie et de combustible de remplacement, des coûts d'assurance accrus, ainsi que la nécessité d'accéder à des sources de financement supplémentaires. Ces coûts pourraient avoir une incidence défavorable importante s'ils ne sont pas résolus ou atténués en temps opportun et de manière efficace par l'entremise d'une assurance ou d'un recouvrement des coûts par voie réglementaire. Ce risque pour les installations de transport et de distribution n'est généralement pas assuré et, à ce titre, les coûts de remise en état sont généralement recouverts au moyen de processus réglementaires, soit à l'avance au moyen de réserves, soit après coup par la constitution d'actifs réglementaires. Le recouvrement n'est pas assuré, fait l'objet d'un examen prudent et peut être retardé, ce qui entraîne une augmentation de la dette et des coûts du service de la dette.

Des phénomènes météorologiques violents ou d'autres catastrophes naturelles pourraient également entraîner des baisses à long terme de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou un ralentissement de la croissance de la clientèle dans un ou plusieurs des territoires desservis par la société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante. L'impact des événements météorologiques extrêmes serait d'autant plus amplifié s'ils touchaient plusieurs services publics compris dans le portefeuille de la société.

Les vents violents et l'absence de précipitations augmentent le risque de feux de forêt résultant de l'infrastructure de la société ou dont la société pourrait être responsable d'une autre manière. Si elle est reconnue responsable d'un tel incendie, la société pourrait devoir assumer des coûts et subir des pertes et des dommages importants, qu'elle pourrait être incapable de recouvrer, en totalité ou en partie, auprès de ses assureurs ou au moyen de démarches juridiques, du recouvrement des coûts par voie réglementaire ou d'autres processus. Si ces coûts, ces pertes ou ces dommages ne sont pas recouverts par ces moyens ou si leur recouvrement est retardé, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante. Il en résulterait notamment des coûts liés à l'extinction des incendies, à la régénération, à la valeur du bois, à l'augmentation des coûts d'assurance et aux dommages et pertes subis par des tiers.

La société achète de l'électricité à des sources d'hydroélectricité détenues par des tiers et exploite des centrales hydroélectriques sur certains de ses marchés. Cette production dépend de la disponibilité de l'eau et du profil hydrologique des sources d'eau. Les changements dans les configurations des précipitations et les températures de l'eau et de l'air pourraient avoir un effet négatif sur la disponibilité de l'eau et, par conséquent, sur la quantité d'électricité pouvant être produite par ces installations.

## RISQUE LIÉ AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES

### RISQUE PHYSIQUE :

Le changement climatique peut avoir une incidence négative sur les activités de la société en raison de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des phénomènes météorologiques et des risques physiques connexes, chacun d'entre eux pouvant entraîner une incidence défavorable importante (pour obtenir plus de précisions, se reporter aux rubriques « Risque lié aux conditions météorologiques » et « Risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes »). Une augmentation du risque physique associé au changement climatique peut également avoir une incidence négative sur le coût et la disponibilité de l'assurance, les franchises d'assurance et la part conservée, ainsi que sur les notes de crédit, ce qui pourrait influencer sur les écarts de risque de crédit sur les nouvelles dettes à long terme et les facilités de crédit, ainsi que sur leur disponibilité (se reporter à la rubrique « Risque de liquidité et risque lié aux marchés financiers »).

### RISQUE LIÉ À LA TRANSITION :

À mesure que les politiques gouvernementales et l'économie opèrent une transition vers la décarbonation dans de nombreux territoires, la société est exposée aux risques découlant des changements politiques, juridiques, technologiques et de marché, qui pourraient avoir une incidence défavorable importante. La transition énergétique obligera la société à tenir compte des changements proposés et adoptés aux politiques, lois et règlements environnementaux dans de nombreux territoires en réponse aux préoccupations concernant les incidences du changement climatique (se reporter à la rubrique « Lois en matière d'environnement »). Le rythme de ces nouvelles initiatives devrait s'accroître dans certains territoires.

La société devra gérer les répercussions de ces changements sur la demande et les tarifs des clients, tout en intégrant des quantités accrues de sources d'énergie renouvelable intermittente et de nouvelles technologies, en mettant en œuvre et en effectuant les investissements nécessaires pour répondre aux nouvelles normes de résilience et de sécurité, ainsi qu'en adaptant son infrastructure et sa capacité de production pour répondre à l'évolution de la demande des clients et à leurs habitudes de consommation de l'énergie. La transition énergétique et la capacité de la société à atteindre les cibles et les objectifs obligatoires liés au climat nécessiteront des dépenses en immobilisations considérables ainsi qu'un engagement efficace avec les décideurs, les organismes de réglementation et les parties prenantes, et ils seront tributaires de nombreux facteurs qui échappent au contrôle direct de la société. Selon la réponse réglementaire aux lois et règlements gouvernementaux, la société pourrait être exposée au risque de voir son recouvrement au moyen des tarifs réduit relativement aux actifs touchés.

Compte tenu des préoccupations concernant la production émettrice de carbone, il pourrait devenir difficile ou non rentable d'assurer des actifs et des entreprises sur les marchés commerciaux de l'assurance. Certaines compagnies d'assurance ont commencé à limiter leur exposition à la production d'électricité au charbon et évaluent les effets à moyen et long terme du changement climatique, ce qui signifie que la capacité d'assurance pourrait être moins grande, la couverture, plus restrictive et les primes, plus élevées. La société pourrait également faire l'objet de poursuites judiciaires ou de mesures réglementaires liées aux dommages environnementaux causés par les émissions de GES ou à l'incapacité de justifier certaines réclamations liées à l'environnement.

L'incapacité à répondre efficacement aux risques liés à la transition climatique pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à fournir des services sécuritaires, fiables et rentables, sur sa réputation auprès des parties prenantes, sur sa capacité à exercer ses activités et à se développer, ainsi que sur son accès aux capitaux et sur le coût de ceux-ci, chacun de ces éléments pouvant entraîner une incidence défavorable importante.

## RISQUE LIÉ À LA CYBERSÉCURITÉ

Emera est exposée à des risques liés aux cyberattaques, à l'atteinte à la protection des données, à la cyberextorsion et aux accès non autorisés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante. La société s'appuie sur des systèmes de TI, sur des fournisseurs de services tiers, sur l'infonuagique et sur la rigueur des membres de son équipe pour assurer la gestion de ses activités et exploiter ses actifs en toute sécurité, notamment des contrôles associés aux systèmes interreliés de ses activités de production, de distribution et de transport, ainsi qu'aux systèmes financiers, de facturation et d'autres systèmes d'affaires. Étant donné que la société exploite des infrastructures énergétiques cruciales, elle pourrait être davantage exposée aux cyberattaques, provenant notamment de parties contrôlées par des États-nations. Les grands conflits mondiaux émergents ou en cours peuvent également accroître ce risque, en augmentant la complexité, l'ampleur et la fréquence des cyberattaques.

Les cyberattaques peuvent atteindre les actifs et les renseignements de la société par le biais de leurs interfaces avec de tierces parties ou via l'Internet public et accéder à des infrastructures critiques et non critiques. Des cyberattaques peuvent également se produire par l'intermédiaire de membres du personnel ayant un accès direct à des actifs critiques ou à des réseaux sécurisés. Parmi les méthodes utilisées pour attaquer les actifs critiques, on retrouve des logiciels malveillants polyvalents ou propres au secteur de l'énergie qui sont distribués par transfert réseau, des supports amovibles, des virus, des pièces jointes, des liens contenus dans des courriels ou dans d'autres communications et les attaques par piratage psychologique. Les méthodes utilisées par les attaquants évoluent en permanence et peuvent être difficiles à prévoir et à détecter. Elles peuvent devenir plus élaborées, fréquentes, graves et difficiles à arrêter dans la mesure où les attaquants sont en mesure d'exploiter des modèles ou des outils d'intelligence artificielle en constante évolution.

Malgré le fait que les mesures de sécurité soient déjà en place, les systèmes, actifs et renseignements de la société ne sont pas à l'abri de failles de sécurité des données qui pourraient causer une défaillance des systèmes, perturber l'approvisionnement et la livraison d'énergie, interrompre les activités ou nuire à la sécurité. Ces failles pourraient compromettre la sécurité des renseignements sur les clients ou les employés ou d'autres renseignements ou systèmes d'information et pourraient entraîner une interruption de service pour la clientèle, la non-disponibilité d'actifs critiques et des problèmes de sécurité. Elles pourraient également compromettre les renseignements relatifs à la facturation et destinés à la clientèle, comme les cartes des pannes, perturber le contrôle interne et les processus financiers, ou entraîner la fuite, la perte, la corruption, la destruction et/ou l'utilisation abusive de renseignements critiques, sensibles, confidentiels ou exclusifs, de la propriété intellectuelle ou de renseignements personnels de clients ou d'employés. Ces failles pourraient également retarder la livraison ou entraîner la contamination ou la dégradation des hydrocarbures que la société transporte, stocke ou distribue.

Des cyberattaques ou un accès non autorisé peuvent engendrer des pertes de revenus, des coûts, des pertes, des sanctions réglementaires et le dédommagement de tiers pour la société, coûts que celle-ci pourrait ne pas être en mesure de recouvrer en totalité ou en partie auprès de ses assureurs ou au moyen de démarches juridiques, de recouvrement des coûts par voie réglementaire ou autres. Parmi les coûts qui en résulteraient, mentionnons, entre autres, des coûts d'intervention, de récupération et de restauration, une augmentation des coûts de protection ou d'assurance et des coûts découlant des dommages et pertes subis par des tiers. Tous ces éléments pourraient avoir une incidence défavorable importante, et rien ne garantit que des cyberattaques ou d'autres violations de la sécurité pourront être traitées de manière adéquate et en temps opportun.

La société gère ces risques en s'alignant sur un ensemble commun de normes de cybersécurité et de politiques qui sont dérivées en partie du cadre de cybersécurité de l'Institut national américain des normes et de la technologie (*Cyber Security Framework* du *National Institute of Standards and Technology*), en procédant à des tests de sécurité périodiques, en veillant à atteindre les objectifs de maturité du programme, en mettant en place un programme de préparation aux incidents liés à la cybersécurité, en communiquant sur une base régulière avec les employés et en offrant des formations au personnel. En ce qui concerne certains de ses actifs, la société est tenue de se conformer aux règles et aux normes relatives à la cybersécurité et aux TI, y compris, sans s'y limiter, celles prescrites par des organismes comme la *North American Electric Reliability Corporation*, le *Northeast Power Coordinating Council* et le *US Department of Homeland Security*. L'état d'avancement des principaux éléments du programme de cybersécurité de la société est présenté au comité de gestion des risques et de la durabilité. Le conseil supervise les risques et les plans d'atténuation des risques liés à la cybersécurité et reçoit une mise à jour trimestrielle dans un tableau de bord des risques à chacune de ses réunions régulières.

### RISQUE LIÉ À LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Les entreprises de services publics à tarifs réglementés d'Emera sont touchées par les variations de la demande d'énergie attribuables à l'évolution des habitudes des clients en raison des fluctuations d'un certain nombre de facteurs, dont la conjoncture économique générale, les phénomènes météorologiques, l'importance qu'accordent les clients à l'efficacité énergétique, les variations de tarifs et les progrès des nouvelles technologies, comme les systèmes solaires de toiture, les véhicules électriques, les centres de données et le stockage des batteries. Les politiques gouvernementales en faveur de l'efficacité énergétique, de la production décentralisée d'énergie et les percées technologiques permettant l'adoption de ces politiques sont susceptibles d'influer sur la manière dont l'électricité entre dans le système et sur la façon dont elle est achetée et vendue. De plus, l'augmentation de la production décentralisée d'énergie pourrait avoir une incidence sur la demande, ce qui entraînerait une baisse de la charge et des revenus. Ces changements pourraient avoir une incidence négative sur les activités, la base tarifaire, le bénéfice net et les flux de trésorerie d'Emera et avoir une incidence défavorable importante.

### RISQUE DE CHANGE

La société est exposée à un risque de change. Emera exerce des activités à l'échelle internationale, et la proportion de son bénéfice net généré à l'extérieur du Canada est importante. Par conséquent, la société est exposée aux fluctuations des taux de change, particulièrement entre le dollar canadien et le dollar américain, ce qui pourrait avoir une incidence positive ou négative sur ses résultats.

Emera atténue le risque de change en utilisant à l'occasion des titres de créance libellés en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis et des instruments dérivés libellés en monnaies étrangères pour couvrir certaines opérations et le risque lié au bénéfice. La société peut conclure des contrats de change à terme et des swaps afin de limiter son exposition à certaines opérations de change dans le cadre des achats de combustible, des flux de revenus et des dépenses en immobilisations, ainsi que le risque lié au bénéfice net généré à l'extérieur du Canada. Le cadre réglementaire régissant les filiales à tarifs réglementés de la société permet le recouvrement des coûts prudemment engagés, y compris les pertes de change.

La société n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation des monnaies étrangères ou de spéculation ni pour couvrir la valeur de ses investissements dans ses filiales étrangères. Les gains et les pertes de change sur les investissements nets dans des filiales étrangères n'ont pas d'incidence sur le résultat net puisqu'ils sont présentés dans le cumul des autres éléments du résultat global (perte).

## RISQUE DE LIQUIDITÉ ET RISQUE LIÉ AUX MARCHÉS FINANCIERS

Le risque de liquidité s'entend du risque qu'Emera ne dispose pas de fonds suffisants pour s'acquitter de ses obligations financières. L'accès aux capitaux et le coût d'emprunt d'Emera sont assujettis à plusieurs facteurs de risque, notamment la conjoncture des marchés financiers, les perturbations des marchés et les notes attribuées par les différents analystes de marchés, y compris les agences de notation. Une perturbation des marchés financiers pourrait empêcher Emera d'émettre de nouveaux titres, ou la contraindre à en émettre selon des modalités peu avantageuses. Le plan de croissance d'Emera nécessite des investissements importants dans les immobilisations corporelles, et le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable sur le coût du financement. Diverses perturbations du marché pourraient compromettre l'accès futur aux capitaux et avoir des répercussions négatives sur le coût d'emprunt de la société. L'impossibilité d'avoir accès à des capitaux à des conditions intéressantes pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'Emera à financer sa croissance.

Emera est exposée à un risque financier lié aux variations de ses notes de crédit. Les agences de notation évaluent un certain nombre de facteurs, y compris le cadre opérationnel, le cadre réglementaire et le contexte législatif de la société, l'ingérence politique dans le processus réglementaire, sa capacité à recouvrer les coûts et à générer un rendement, la diversification, son levier financier, sa situation de trésorerie et son exposition accrue aux incidences liées au changement climatique, y compris la fréquence et la violence des ouragans et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes. Une diminution de note de crédit pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur les emprunts futurs, par une augmentation des coûts d'emprunt au titre de certaines facilités de crédit existantes ou par un accès restreint au marché des papiers commerciaux, ou encore limiter la disponibilité des sources de crédit adéquates afin de financer les activités des filiales. Pour certains instruments dérivés, si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de la catégorie investissement, la valeur totale du passif net de ces positions pourrait être exigée comme garantie.

La société est exposée à un risque lié au cours de ses actions ordinaires du fait qu'elle attribue différentes formes de rémunération fondée sur des actions, ce qui influe sur son bénéfice en raison de la réévaluation des unités en circulation à chaque période. La société a recours à des dérivés sur actions afin de réduire la volatilité du bénéfice découlant de la rémunération fondée sur des actions.

## RISQUE ÉCONOMIQUE GÉNÉRAL

La société est exposée aux conditions macroéconomiques en Amérique du Nord et dans les autres régions géographiques dans lesquelles elle exerce ses activités. Comme c'est le cas de la plupart des entreprises de services publics, les résultats financiers de la société sont influencés par les facteurs économiques qui ont une incidence sur la demande d'électricité et de gaz naturel, tels que le revenu des consommateurs, l'emploi et le logement. Des changements défavorables dans les conditions économiques générales et l'inflation peuvent avoir un impact sur la capacité des clients à absorber les hausses de tarifs résultant de l'augmentation des coûts du carburant, de l'exploitation, des capitaux et de la conformité environnementale, ainsi que d'autres coûts, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante. Ce contexte peut également entraîner un risque de crédit et de contrepartie plus élevé, des changements défavorables dans la politique et la législation gouvernementales et/ou un risque accru de recouvrement complet et opportun des coûts et des actifs réglementaires.

### RISQUE LIÉ AUX TAUX D'INTÉRÊT :

Emera utilise un financement par emprunts à taux fixe et à taux variable relativement à ses activités et à ses dépenses en immobilisations, ce qui l'expose au risque lié aux taux d'intérêt.

Pour les filiales réglementées d'Emera, le coût de la dette est une composante des tarifs et les coûts liés à la dette prudemment engagés sont recouverts auprès des clients. Les RCP réglementés ont généralement l'habitude de suivre les taux d'intérêt : ils tendent à reculer en période de baisse des taux et à augmenter en période de hausse. Cependant, le phénomène n'est ni direct, ni même immédiat; on observe généralement une période de décalage reflétant le processus de réglementation. Une hausse des taux d'intérêt pourrait également nuire à la viabilité économique des initiatives d'élaboration de projets et d'acquisition.

Des modifications des cotes de crédit pourraient également avoir une incidence sur les taux d'intérêt. Se reporter à la rubrique « Risque de liquidité et risque lié aux marchés financiers » pour obtenir plus de précisions.

Comme c'est le cas pour la plupart des autres entreprises de services publics et des autres investissements à rendement similaire, le cours de l'action d'Emera peut fluctuer en fonction des variations de taux d'intérêt et son action pourrait sous-performer sur le marché dans un contexte de hausse des taux d'intérêt.

### RISQUE LIÉ À L'INFLATION :

La société pourrait être exposée à des variations de l'inflation qui pourraient entraîner une augmentation des coûts d'exploitation et d'entretien, des dépenses en immobilisations et des coûts du combustible par rapport aux produits obtenus par les tarifs des clients.

## RISQUE LIÉ AUX CRISES DE SANTÉ PUBLIQUE

Une écloison de maladie infectieuse, une pandémie ou d'autres menaces pour la santé publique, ou la crainte de l'une de ces situations, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur Emera et ses filiales, notamment en provoquant des retards et des perturbations dans l'exploitation, la chaîne d'approvisionnement et l'élaboration de projets, des pénuries de main-d'œuvre et des fermetures (notamment en raison de la réglementation gouvernementale ou par mesure de prévention), ce qui pourrait avoir un effet négatif sur les activités de la société.

Tout changement défavorable des conditions générales de l'économie et du marché résultant d'une menace pour la santé publique pourrait avoir un effet négatif sur la demande d'électricité et de gaz naturel, les produits, les coûts d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses d'investissement, les activités des marchés financiers et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

## SANTÉ ET SÉCURITÉ

Les activités de la société comportent par nature des risques pour la santé et la sécurité des employés, des sous-traitants et du public. Les préjudices corporels ou les pertes de vie résultant de l'incapacité à mettre en œuvre ou à respecter des procédures de santé et de sécurité appropriées ou à se conformer aux lois et aux règlements en matière de santé et de sécurité pourraient avoir des répercussions négatives sur l'exploitation, la réputation ou les finances de la société, ou encore avoir sur elle des répercussions défavorables d'ordre juridique ou réglementaire, qui seraient toutes susceptibles d'avoir une incidence défavorable importante.

## RISQUE LIÉ À L'ÉLABORATION DE PROJETS ET AUX DROITS D'UTILISATION DES TERRES

Le plan d'investissement de la société prévoit des investissements importants dans la production, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Tous les projets prévus ou en cours de réalisation, en particulier les projets d'investissement importants, peuvent être assujettis à des risques qui pourraient avoir une incidence défavorable importante, notamment les répercussions sur les coûts des retards au calendrier, l'augmentation de la demande d'intrants énergétiques renouvelables, le risque de dépassement de coûts, les risques liés au respect des exigences opérationnelles et environnementales et d'autres événements sur lesquels la société a ou n'a pas le contrôle. Les projets de la société peuvent également nécessiter des approbations et des permis au niveau fédéral, provincial, étatique, régional et local. Rien ne garantit qu'Emera sera en mesure d'obtenir les approbations de projets nécessaires ou les permis applicables, ou encore de recevoir l'approbation réglementaire nécessaire pour recouvrer les coûts par les tarifs.

Certains des actifs de la société sont situés sur des terres appartenant à des tiers, notamment à des peuples autochtones, et peuvent faire l'objet de revendications territoriales. Les actifs présents ou futurs peuvent être situés sur des terres qui ont été utilisées à des fins traditionnelles et qui sont donc assujetties à des consultations, à des consentements ou à des conditions particulières d'aménagement ou d'exploitation. Si les droits de la société de situer et d'exploiter ses actifs sur de telles terres sont assujettis à une date d'expiration ou deviennent non valables, elle peut devoir engager des coûts importants pour renouveler ces droits ou les obtenir. Si des conditions raisonnables pour les droits d'utilisation des terres ne peuvent être négociées, la société peut devoir engager des coûts importants pour enlever et déplacer ses actifs, et remettre le bien-fonds en état. Les coûts supplémentaires engagés pourraient rendre non rentable la mise en œuvre des projets.

## RISQUE DE CONTREPARTIE

Emera est exposée au risque lié au fait qu'elle dépend de certains clients, fournisseurs et partenaires clés, qui peuvent subir des difficultés financières résultant de la volatilité des prix des produits de base et du marché, de l'instabilité ou de l'adversité économique, de changements politiques ou réglementaires défavorables ou d'autres causes susceptibles de provoquer l'insolvabilité, la faillite ou la restructuration de ces parties, ou le manquement à leurs obligations contractuelles envers Emera, ou d'y contribuer. Emera est également exposée à des pertes éventuelles liées aux montants à recevoir de ses clients, aux dépôts de garantie liés à la commercialisation d'énergie et aux actifs dérivés découlant du non-respect des obligations d'une contrepartie aux termes d'une convention.

Rien ne garantit que les stratégies de gestion seront efficaces, et des manquements importants de la part des contreparties pourraient avoir une incidence défavorable importante.

## RISQUE LIÉ À LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT

La capacité d'Emera à répondre aux besoins énergétiques de ses clients, à réagir aux perturbations liées aux tempêtes et à exécuter le programme d'investissement en immobilisations de manière rentable et opportune dépend du maintien d'une chaîne d'approvisionnement efficace. Les problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement nationale et mondiale peuvent retarder la livraison, augmenter les coûts ou entraîner des pénuries de certains matériaux, combustibles, équipements ou autres ressources essentielles aux activités de la société. Ces perturbations peuvent être exacerbées par les pressions liées à l'inflation, par les pénuries de main-d'œuvre, par les phénomènes météorologiques plus fréquents et extrêmes, par les mesures incitatives gouvernementales qui augmentent la demande de projets d'énergie propre, par les changements touchant les coûts, les politiques et la réglementation liés au carbone et par les répercussions des conflits internationaux. De plus, l'imposition de droits de douane ou autres tarifs douaniers ou un renforcement des restrictions commerciales dans l'avenir pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les chaînes d'approvisionnement mondiales et la situation financière ainsi que les résultats de l'entreprise. L'incapacité à éliminer ou à gérer les contraintes de la chaîne d'approvisionnement peut avoir une incidence sur la disponibilité et le coût des articles et de la main-d'œuvre qui sont nécessaires pour soutenir les activités et les dépenses en immobilisations et pourrait avoir une incidence défavorable importante.

## PERTURBATIONS DE LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLE :

Les entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel d'Emera sont également exposées au risque de perturbations de la chaîne d'approvisionnement en combustible, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de leurs territoires de service. Ces perturbations peuvent être causées par de graves conditions météorologiques ou des catastrophes naturelles. Une interruption peut également être occasionnée par des dommages, des problèmes d'exploitation, des attaques terroristes ou des cyberattaques sur des installations de production, de stockage, de gazoduc et de distribution de combustible de tiers. D'importantes perturbations imprévues de l'approvisionnement en combustible pourraient accroître l'exposition au risque lié au prix des produits de base pour les entreprises de services publics d'électricité et de gaz réglementées d'Emera et pour Emera Energy. Elles pourraient également avoir une incidence défavorable importante.

### RISQUE LIÉ AUX PRIX DES PRODUITS DE BASE

L'approvisionnement de la société en combustible utilitaire et ses achats d'autres produits de base sont assujettis au risque lié aux prix des produits de base. En outre, Emera Energy est soumise au risque lié aux prix des produits de base en raison de son portefeuille de contrats et d'ententes relatifs aux produits de base.

#### ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉES :

L'approvisionnement en combustible des entreprises de services publics de la société est tributaire de conditions de marché mondiales plus larges, qui peuvent inclure des impacts sur la fiabilité des livraisons et des prix, peu importe les modalités fixées par ces contrats. La dynamique de l'offre et de la demande sur les marchés des combustibles peut être affectée par un large éventail de facteurs qui sont difficiles à prévoir et qui peuvent évoluer rapidement, y compris, sans s'y limiter, les fluctuations monétaires, les changements dans la conjoncture économique mondiale, les catastrophes naturelles, les perturbations du transport ou de la production et les risques géopolitiques, tels que l'instabilité politique, les conflits, les changements apportés aux accords commerciaux internationaux, les tarifs douaniers, les sanctions commerciales ou les embargos.

Une augmentation prolongée et importante des prix du combustible pourrait entraîner une diminution de l'accessibilité tarifaire, un risque accru de recouvrement des coûts ou des actifs réglementaires, et/ou encore des effets négatifs sur les habitudes de consommation et les ventes des clients, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

#### ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION ET DE NÉGOCIATION D'EMERA ENERGY :

La majeure partie du portefeuille de contrats de commercialisation et de négociation d'électricité et de gaz naturel d'Emera Energy, et plus particulièrement ses arrangements liés à la gestion d'actifs de gaz naturel, se compose de contrats successifs, ce qui lui évite d'avoir toute position acheteur ou vendeur importante sur des produits de base. Toutefois, ce portefeuille est exposé au risque de prix des produits de base, particulièrement en ce qui concerne les écarts de points de base entre les marchés pertinents, en cas de problème d'exploitation, d'imposition de tarifs douaniers ou de défaut d'une contrepartie. Les variations des prix des produits de base peuvent également donner lieu à des exigences accrues en matière de garanties associées aux contrats physiques et aux couvertures financières, ce qui se traduit par une augmentation des besoins en liquidités et des coûts pour l'entreprise.

### RISQUE LIÉ AU RENDEMENT ET AU FINANCEMENT FUTURS DES RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX DES EMPLOYÉS

Les filiales d'Emera comptent à la fois des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes de retraite à cotisations déterminées pour couvrir les employés actuels et les employés retraités. Tous les régimes à prestations déterminées sont fermés aux nouveaux participants, à l'exception du régime de retraite de TECO Holdings et du régime de retraite des employés syndiqués de la Grand Bahama Power Company Limited. Les coûts au titre de ces régimes d'avantages sociaux varient selon les dispositions des régimes, les taux d'intérêt, l'inflation, le rendement des placements et les hypothèses actuarielles relatives à l'avenir. Les hypothèses actuarielles comprennent le rendement des actifs du régime, les taux d'actualisation (les taux d'intérêt utilisés pour déterminer les niveaux de financement, les cotisations aux régimes et les obligations au titre du régime de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite) et les attentes en ce qui a trait à la croissance future des salaires, à l'inflation et au taux de mortalité. Les trois principaux facteurs du coût sont le rendement des placements, les taux d'intérêt et l'inflation, qui subissent les effets des marchés financiers et des marchés des capitaux mondiaux. Selon les taux d'intérêt futurs, l'inflation future et le rendement réel des placements par rapport au rendement prévu, Emera pourrait devoir effectuer des cotisations plus importantes au cours des périodes à venir pour financer ces régimes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

### RISQUE LIÉ À LA MAIN-D'ŒUVRE

La capacité d'Emera à fournir des services à ses clients et à mettre en œuvre son plan de croissance est liée à son habileté à attirer, à perfectionner et à retenir à son service une main-d'œuvre qualifiée. Les services publics font face à des défis démographiques relatifs aux métiers, au personnel technique et aux ingénieurs, et un nombre croissant d'employés devraient prendre leur retraite au cours des prochaines années. L'incapacité d'attirer, de perfectionner et de retenir à son service une main-d'œuvre dûment qualifiée pourrait avoir une incidence défavorable importante.

Environ 30 pour cent des employés d'Emera sont représentés par des syndicats et sont régis par des conventions collectives. L'incapacité de maintenir ou de négocier des ententes futures à des conditions acceptables pourrait se traduire par des coûts de main-d'œuvre élevés ou des interruptions de travail, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le service à la clientèle et avoir une incidence défavorable importante.

### RISQUE LIÉ AUX TI

Emera prend appui sur divers systèmes de TI pour assurer la gestion de ses activités, notamment en recourant de plus en plus à des solutions informatiques exploitées par des tiers, comme les solutions logicielles et l'hébergement infonuagique. Emera doit donc encourir les coûts et les risques inhérents liés au maintien, à la mise à niveau, au remplacement et au changement des systèmes en question, notamment : la dégradation de ses TI, la perturbation de ses systèmes de contrôle interne, d'importantes dépenses en immobilisations, des pressions additionnelles sur le temps consacré à la gestion et autres risques de retard, les difficultés associées à la mise à niveau des systèmes existants, au processus de transition aux nouveaux systèmes ou à l'intégration des nouveaux systèmes aux systèmes existants. La stratégie de transformation numérique d'Emera, qui comprend des investissements dans la modernisation des infrastructures et des technologies axées sur les besoins des clients, entraîne une augmentation des investissements dans les solutions informatiques, ce qui se traduit par une augmentation des risques associés à la mise en œuvre de ces solutions.

### RISQUE LIÉ AUX IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les modifications apportées aux lois fiscales au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes influencent le calcul de la charge d'impôts sur les bénéfices de la société et toute modification de cette nature pourrait avoir une incidence défavorable importante. La valeur des actifs et passifs d'impôts reportés existants d'Emera est déterminée par les lois fiscales en vigueur et pourrait donc se ressentir de toute modification apportée à ces lois.

### RISQUE LIÉ À L'EXPLOITATION ET À L'ENTRETIEN DES SYSTÈMES

L'exploitation sécuritaire et fiable des systèmes de production d'électricité et de transmission et de distribution d'électricité et de gaz naturel est essentielle au bon déroulement des activités d'Emera. Il existe divers dangers et risques opérationnels inhérents à l'exploitation d'installations électriques et de gazoducs assurant la transmission et la distribution de gaz naturel. La production, la transmission et la distribution d'électricité sont exposées à certains risques, tels que les bris mécaniques, les problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement qui compromettent l'accès en temps opportun au matériel essentiel, les activités de tierces parties, les actes de terrorisme, les cyberattaques, les erreurs humaines, les dommages aux installations et aux infrastructures causés par les ouragans, les tempêtes, les chutes d'arbres, la foudre, les inondations, les incendies et d'autres catastrophes naturelles. Les activités liées aux gazoducs sont également exposées à certains risques, comme les fuites, les explosions, les bris mécaniques, les activités de tierces parties, les actes de terrorisme, les cyberattaques et les dommages aux installations et à l'équipement causés par les ouragans, les tempêtes, les inondations, les incendies et d'autres catastrophes naturelles. Toute interruption des activités de transmission et de distribution d'électricité et de gaz naturel pourrait ébranler la confiance de sa clientèle et de la population à son égard, ainsi que la sécurité publique, et avoir une incidence défavorable importante.

Les assurances, les garanties et les procédures de recouvrement autorisées par les mécanismes de réglementation pourraient ne pas couvrir en totalité, ou même partiellement, les pertes subies, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

### RISQUES NON GARANTIS

Emera et ses filiales souscrivent une assurance pour protéger leurs installations contre tout sinistre, ainsi qu'une assurance responsabilité civile en cas de préjudices causés à des tiers. Une partie importante des actifs liés aux services publics de transport et de distribution d'électricité d'Emera et de ses actifs liés aux services publics de distribution de gaz ne sont pas assurés, comme il est de coutume dans le secteur, étant donné que le coût de couverture est prohibitif. De plus, en vertu de ses diverses polices d'assurance, Emera accepte les franchises et les affectations pour autoassurance. L'assurance est assujettie à des limites de couverture ainsi qu'à des dispositions relatives aux réclamations et à la déclaration obligatoire qui sont subordonnées à des contraintes de temps. Aussi, il n'existe aucune garantie que les types d'obligations ou de pertes qui risquent d'être engendrées seront couverts par l'assurance.

En l'absence d'une telle possibilité de recouvrement, un nombre élevé de réclamations non assurées, de réclamations dépassant les limites de couverture ou de réclamations qui s'inscrivent à l'intérieur d'importantes affectations d'autoassurance pourraient avoir une incidence défavorable importante.

## Gestion des risques, y compris les instruments financiers

La société gère l'exposition aux risques d'exploitation et de marché normaux liés aux prix des produits de base, au change, aux taux d'intérêt et aux cours des actions en obtenant des protections contractuelles auprès de ses contreparties, dans la mesure du possible, et en recourant à des instruments financiers, principalement des contrats de change à terme et des swaps de change, des options sur taux d'intérêt et des swaps de taux d'intérêt, ainsi que des contrats à terme standardisés, des options, des contrats à terme de gré à gré, des swaps sur le charbon, le pétrole et le gaz et des dérivés sur actions. De plus, la société a conclu des contrats portant sur l'achat et la vente physique de gaz naturel. Ces contrats physiques et financiers sont classés comme étant détenus à des fins de transaction. Collectivement, ces contrats et ces instruments financiers sont considérés comme des dérivés.

La société constate la juste valeur de tous ses dérivés à son bilan, sauf les dérivés non financiers qui sont visés par l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales (les « ANVN »). Les contrats physiques qui sont visés par l'exception relative aux ANVN ne sont pas comptabilisés au bilan; ils sont comptabilisés dans le résultat lorsqu'ils sont réglés. Un contrat physique est généralement admissible à l'exception relative aux ANVN si l'opération est raisonnable compte tenu des besoins d'affaires de la société, que la contrepartie possède ou contrôle des ressources à proximité permettant leur livraison physique, que la société prévoit recevoir le produit de base par livraison physique, et qu'elle juge la contrepartie solvable. La société évalue continuellement les contrats visés dans le cadre de l'exception relative aux ANVN et elle mettra fin à leur traitement aux termes de cette exception si les critères ne sont plus remplis.

Les dérivés peuvent être comptabilisés selon la méthode de couverture s'ils sont documentés selon de strictes exigences et s'il est possible de prouver qu'ils couvrent efficacement le risque identifié, tant à partir du moment où ils sont établis que tout au long de la durée de ces instruments. Plus particulièrement, dans une couverture de flux de trésorerie, la variation de la juste valeur des dérivés est comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat global et reclassée dans le bénéfice au cours de la même période que celle où l'élément couvert connexe est réalisé. Si les exigences relatives à la documentation et à l'efficacité ne sont pas satisfaites, les dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, et toute variation de la juste valeur est portée au bénéfice net de la période considérée, à moins qu'elle ne doive être reportée en raison de la comptabilisation propre aux entreprises à tarifs réglementés.

Les dérivés conclus par NSPI, NMGC et GBPC qui sont documentés à titre de couvertures économiques, ou à l'égard desquels on ne s'est pas prévalu de l'exception relative aux ANVN, sont assujettis à la comptabilité des activités réglementées. La variation de la juste valeur des dérivés est désignée à titre d'actif ou de passif réglementaire. Lorsque l'élément couvert est réglé, le gain ou la perte est constaté dans l'élément couvert. La direction s'attend à ce que tout gain ou toute perte découlant du règlement de ces dérivés liés au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité soit remboursé aux clients, ou recouvré auprès de ces derniers, au moyen des tarifs futurs. TEC et PGS ne disposent d'aucun produit dérivé lié à la couverture.

Les dérivés qui ne respectent aucun des critères ci-dessus sont désignés à titre de dérivés DFT, et les variations de la juste valeur sont habituellement portées au bénéfice net de la période considérée. La société n'a pas choisi de désigner de dérivé à titre de dérivé DFT dans les cas où un autre traitement comptable pourrait être appliqué.

## ACTIFS ET PASSIFS DÉRIVÉS CONSTATÉS DANS LE BILAN

en millions de dollars	Au 31 décembre 2024	Au 31 décembre 2023
<i>Report réglementaire :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés <sup>1)</sup>	45 \$	16 \$
Passifs liés aux instruments dérivés <sup>2)</sup>	(40)	(76)
Actifs réglementaires <sup>1)</sup>	53	88
Passifs réglementaires <sup>2)</sup>	(44)	(17)
<b>Actif net</b>	<b>14 \$</b>	<b>11 \$</b>
<i>Dérivés DFT :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés <sup>1)</sup>	122 \$	202 \$
Passifs liés aux instruments dérivés <sup>2)</sup>	(542)	(421)
<b>Passif net</b>	<b>(420) \$</b>	<b>(219) \$</b>
<i>Autres dérivés :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés <sup>1)</sup>	– \$	22 \$
Passifs liés aux instruments dérivés <sup>2)</sup>	(36)	(7)
<b>Actif (passif) net</b>	<b>(36) \$</b>	<b>15 \$</b>

1) Actifs à court terme, autres actifs et actifs détenus en vue de la vente.

2) Passifs à court terme, passifs à long terme et passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente.

## GAINS (PERTES) RÉALISÉ(E)S ET LATENT(E)S CONSTATÉ(E)S DANS LE BÉNÉFICE NET

en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
<i>Report réglementaire :</i>		
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité <sup>1)</sup>	(44) \$	62 \$
<i>Dérivés DFT :</i>		
Produits d'exploitation non réglementés	207 \$	1 037 \$
<i>Autres dérivés :</i>		
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	14 \$	(9) \$
Autres produits, montant net	(56)	17
Gains nets (pertes nettes)	(42) \$	8 \$
<b>Total des gains nets</b>	<b>121 \$</b>	<b>1 107 \$</b>

1) Comprend les gains (pertes) réalisés sur des instruments dérivés qui ont été réglés et dont l'élément couvert a été consommé au cours de la période, ainsi que les relations de couverture qui ont été résiliées ou aux termes desquelles une opération de couverture n'est plus probable. Les gains (pertes) réalisés comptabilisés dans les stocks seront constatés au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » lorsque l'élément couvert aura été consommé.

Au 31 décembre 2024, le gain latent inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat global s'élevait à 12 millions de dollars, après impôts (14 millions de dollars, après impôts, au 31 décembre 2023). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, des gains latents de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2023) ont été reclassés des autres éléments du résultat global aux intérêts débiteurs.

## Communication de l'information et contrôles internes

La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et des procédures adéquats de communication de l'information (« CPCI ») et des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* (le « Règlement 52-109 »). La structure de contrôle interne de la société est fondée sur des critères énoncés dans le rapport *Internal Control - Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la commission Treadway. La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué la conception et l'efficacité des CPCI et des CIIF de la société au 31 décembre 2024 afin de fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis.

La direction reconnaît les limites inhérentes des systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils. Les systèmes de contrôle conçus adéquatement ne sauraient fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la fiabilité de l'information financière et pourraient ne pas être en mesure de prévenir ni de détecter des inexactitudes.

Aucune autre modification apportée aux CIIF de la société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 n'a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la société.

## Estimations comptables critiques

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction formule des estimations et des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants des actifs et des passifs présentés à la date des états financiers, ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes de présentation de l'information financière. Parmi les éléments importants pour lesquels il convient de recourir à des estimations formulées par la direction, on compte les actifs et les passifs assujettis à la réglementation des tarifs, le fonds de réserve cumulé pour les coûts de mise hors service, les prestations de retraite et les avantages postérieurs au départ à la retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des biens amortissables, les tests de dépréciation du goodwill et des immobilisations, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société de façon continue en fonction des résultats historiques, des conditions actuelles et prévues et d'hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont posées, tout ajustement étant comptabilisé dans le résultat de l'exercice au cours duquel il survient.

### RÉGLEMENTATION DES TARIFS

Les méthodes comptables d'entreprise à tarifs réglementés des filiales à tarifs réglementés et des placements dans des sociétés satellites à tarifs réglementés d'Emera sont assujetties à l'examen et à l'approbation des organismes qui les réglementent respectivement et peuvent différer des méthodes comptables s'appliquant aux entreprises à tarifs non réglementés. Ces écarts se produisent lorsque les organismes de réglementation rendent leurs décisions à l'égard des demandes de hausse tarifaire et d'autres questions et ont généralement traité à une différence quant au choix du moment pour constater les produits et les charges. La comptabilisation de ces éléments s'appuie sur les attentes relatives aux mesures que prendront les organismes de réglementation dans l'avenir. Les hypothèses et les jugements utilisés par les organismes de réglementation continuent d'influer sur le recouvrement des coûts, sur les taux obtenus sur le capital investi ainsi que sur le montant des actifs qui seront recouverts et le moment où ils le seront. La mise en application de lignes directrices en matière de comptabilité des activités réglementées est une politique comptable critique puisqu'un changement à ces hypothèses pourrait avoir une incidence notable sur les actifs et les passifs présentés et sur les résultats d'exploitation.

Au 31 décembre 2024, la société avait comptabilisé un montant de 3 427 millions de dollars (3 105 millions de dollars en 2023) d'actifs réglementaires et un montant de 1 880 millions de dollars (1 772 millions de dollars en 2023) de passifs réglementaires.

### FONDS DE RÉSERVE CUMULÉ - COÛTS DE MISE HORS SERVICE

TEC, PGS, NMGC et NSPI comptabilisent les coûts non liés à une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation comme des passifs réglementaires. Ces coûts de mise hors service d'une immobilisation représentent les fonds estimatifs obtenus de clients par l'entremise des taux d'amortissement pour couvrir les coûts futurs non exigés par la loi de mise hors service d'immobilisations corporelles. Les entreprises accumulent des sommes au cours de la durée de vie des actifs connexes en prévision de leur mise hors service en se fondant sur des études d'amortissement approuvées par leurs organismes de réglementation respectifs. L'estimation des coûts se fait en fonction des résultats historiques et des attentes futures, y compris le moment prévu de la mise hors service et les décaissements estimatifs futurs. Le solde du fonds de réserve cumulé - coûts de mise hors service inclus dans les passifs réglementaires s'élevait à 733 millions de dollars au 31 décembre 2024 (849 millions de dollars en 2023).

### PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

La société offre à ses employés des avantages postérieurs à l'emploi, notamment dans le cadre d'un régime de retraite à prestations déterminées. Les coûts au titre de ces prestations sont tributaires de nombreux facteurs liés aux résultats réels du régime ainsi qu'aux hypothèses formulées relativement aux prévisions.

La comptabilisation liée aux avantages postérieurs à l'emploi représente une estimation comptable critique. Des modifications apportées à l'obligation au titre des prestations estimative, laquelle est touchée par la répartition démographique des employés, notamment, leur âge, leur rémunération, leur période d'emploi, le niveau de leurs cotisations de même que par leurs revenus, pourraient avoir une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs et du cumul des autres éléments du résultat global et sur les résultats d'exploitation. Des changements apportés aux hypothèses actuarielles clés, y compris les taux de rendement prévus des actifs du régime ainsi que les taux d'actualisation utilisés afin de calculer les obligations au titre des prestations constituées, de même que le coût des prestations, pourraient modifier les exigences annuelles relatives à la capitalisation des régimes de retraite, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur le bénéfice et les besoins de liquidités annuels de la société.

Les actifs du régime de retraite se composent principalement d'investissements en actions et d'investissements à revenu fixe. Des fluctuations au niveau du rendement réel des marchés boursiers ainsi que l'évolution des taux d'intérêt peuvent entraîner des variations des coûts découlant de régimes de retraite au cours des périodes à venir.

La méthode comptable employée par la société consiste à amortir le gain actuariel net, ou la perte actuarielle nette, lorsque celui-ci ou celle-ci dépasse de 10 pour cent l'obligation au titre des prestations projetées/l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite, ou la valeur liée au marché des actifs des régimes si elle est plus élevée, sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active. Pour les principaux régimes, celle-ci est actuellement de 8,2 ans (8,4 ans pour le coût des prestations pour 2024) pour les régimes au Canada et d'une durée moyenne pondérée de 11,6 ans pour les régimes aux États-Unis. L'utilisation de valeurs de l'actif lissées par la société réduit la volatilité liée à l'amortissement des résultats de placement actuariels. Par conséquent, la cause principale de la volatilité du coût découlant des régimes de retraite présenté est le taux d'actualisation utilisé afin de calculer l'obligation au titre des prestations projetées.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer le coût des prestations est déterminé en fonction du rendement d'obligations à long terme de sociétés de haute qualité dans le pays de chaque société en exploitation ainsi qu'en fonction du rendement d'obligations dont la durée est la même que l'obligation au titre des prestations projetées jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier de l'exercice financier. Le tableau qui suit présente le taux d'actualisation utilisé aux fins du calcul du coût des prestations et le rendement prévu des actifs de chacun des régimes :

	2024		2023	
	Taux d'actualisation utilisé aux fins du calcul du coût des prestations	Rendement prévu des actifs des régimes	Taux d'actualisation utilisé aux fins du calcul du coût des prestations	Rendement prévu des actifs des régimes
Régime de retraite de TECO Holdings	5,27 %	7,05 %	5,55 %	7,05 %
Régime de retraite complémentaire des dirigeants de TECO Holdings <sup>1)</sup>	5,15 %	s.o.	5,45 %/5,31 %	s.o.
Régime de rétablissement des avantages de TECO Holdings <sup>1)</sup>	5,18 %	s.o.	5,48/5,30/5,49 %	s.o.
Régime de santé et bien-être des retraités de TECO Holdings	5,28 %	s.o.	5,53 %/6,14 %	s.o.
Régime d'assistance médicale des retraités de NMGC	5,28 %	4,25 %	5,55 %	2,50 %
NSPI	4,63 %, 4,62 %	6,00 %	5,17 %, 5,19 %	6,25 %
Salariés de GBPC	5,75 %	6,00 %	5,75 %	6,00 %
Syndicat de GBPC	5,75 %	5,35 %	5,75 %	5,35 %

1) Le taux d'actualisation aux fins du calcul du coût des prestations sont mis à jour tout au long de l'exercice à mesure que des événements spéciaux se produisent, comme des règlements et des réductions.

Selon les estimations formulées par la direction, le coût des prestations constaté à l'égard des régimes à prestations déterminées et à cotisations déterminées s'élevait à 56 millions de dollars en Holdings (43 millions de dollars en 2023). Plusieurs hypothèses influent sur le coût des prestations constaté, y compris les hypothèses formulées relativement au taux d'actualisation et au taux de rendement. Une variation de 0,25 pour cent des hypothèses relatives au taux d'actualisation et au taux de rendement des actifs aurait eu une incidence à la hausse ou à la baisse sur le coût des prestations de 2024 de 0,5 million de dollars et de 3,0 millions de dollars, respectivement (0,5 million de dollars et 2,5 millions de dollars, respectivement, en 2023).

## PRODUITS NON FACTURÉS

Les produits tirés des ventes d'électricité et de gaz sont facturés de manière systématique sur une période de un ou de deux mois, dans le cas de NSPI, et de un mois dans le cas des autres entreprises de services publics d'Emera. À la fin de chaque mois, la société procède à une estimation de l'électricité livrée aux clients depuis la date à laquelle leur compteur a été relevé pour la dernière fois et elle détermine les produits qu'elle en tire, mais qui n'ont pas encore été facturés. Les produits non facturés sont établis de façon estimative en se basant sur plusieurs facteurs, y compris la production d'électricité pour le mois courant, la quantité estimative d'électricité consommée par les différentes catégories de clients, les conditions climatiques, les pertes en ligne, les modifications inter périodes des catégories de clients et les tarifs applicables. Dans la mesure où les produits non facturés sont calculés en se fondant sur de telles estimations, les résultats réels peuvent différer des résultats estimatifs. Au 31 décembre 2024, les produits non facturés totalisaient 342 millions de dollars (363 millions de dollars en 2023) pour des produits d'exploitation provenant des activités réglementées totalisant 7 447 millions de dollars pour l'année (7 235 millions de dollars en 2023).

## IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles représentent 61 pour cent du total de l'actif constaté dans le bilan de la société et comprennent les actifs de production, de transport et de distribution ainsi que d'autres actifs de la société.

L'amortissement est calculé suivant la méthode linéaire, d'après les durées de vie utile résiduelles estimatives des immobilisations amortissables de chaque catégorie. Les durées de vie utile des immobilisations corporelles réglementées sont établies d'après des évaluations méthodiques des amortissements et elles doivent être approuvées par l'organisme de réglementation pertinent. Étant donné l'ampleur des immobilisations corporelles de la société, des modifications aux taux d'amortissement estimatifs peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements et le cumul des amortissements.

La dotation à l'amortissement s'est établie à 1135 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (1 019 millions de dollars en 2023).

## TESTS DE DÉPRÉCIATION DU GOODWILL

Le goodwill est calculé comme étant l'excédent du prix d'achat d'une entité acquise sur les justes valeurs estimatives des actifs identifiables acquis et des passifs repris à la date d'acquisition.

Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation au niveau de l'unité d'exploitation annuellement, et chaque fois qu'un événement ou un changement de circonstances indique que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Lorsqu'elle procède au test de dépréciation du goodwill, la direction de la société doit exercer son jugement afin de déterminer les hypothèses et estimations importantes. Les entités soumettant le goodwill à un test de dépréciation ont la possibilité de procéder tout d'abord à une appréciation qualitative afin de déterminer si une appréciation quantitative est nécessaire. Lorsqu'elle réalise une appréciation qualitative, la direction tient compte notamment des conditions macroéconomiques, de la conjoncture du secteur d'activité et du marché et de la performance financière globale.

Si la société réalise une appréciation qualitative et détermine qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur soit inférieure à sa valeur comptable, ou si elle choisit de ne pas procéder à l'appréciation qualitative, elle doit réaliser un test quantitatif. Le test quantitatif consiste à comparer la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, y compris le goodwill. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est comptabilisée. Les hypothèses importantes servant à estimer la juste valeur d'une unité d'exploitation comprennent celles relatives aux taux d'actualisation et de croissance, aux tarifs, y compris le coût futur du capital, à l'évaluation de la perte d'exploitation nette des unités d'exploitation, aux flux de trésorerie projetés au titre des activités d'exploitation et des dépenses en immobilisations. Des modifications défavorables de ces hypothèses pourraient entraîner une dépréciation future importante du goodwill attribué aux unités d'exploitation d'Emera.

Au 31 décembre 2024, le goodwill d'Emera représente l'excédent du prix d'achat pour TECO Energy, Inc. (unités d'exploitation TEC, PGS et NMGC) sur le montant des justes valeurs attribuées aux actifs identifiables acquis et aux passifs pris en charge. Au troisième trimestre de 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de NMGC. En conséquence, une évaluation quantitative de la dépréciation du goodwill a été effectuée à l'égard de l'unité d'exploitation NMGC, et la société a comptabilisé une perte de valeur du goodwill de 210 millions de dollars (198 millions de dollars, après impôts), ou 155 millions de dollars américains (146 millions de dollars américains, après impôts). Le solde réduit du goodwill de NMGC de 303 millions de dollars est inclus dans l'unité destinée à la cession de NMGC classée comme détenue en vue de la vente. Pour plus de précisions, se reporter à la note 23 des états financiers consolidés.

Au quatrième trimestre de 2024, une évaluation qualitative a été réalisée pour TEC compte tenu de l'important excédent de la juste valeur sur les valeurs comptables calculé lors du dernier test quantitatif réalisé au quatrième trimestre de 2023. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de cette unité d'exploitation excède sa valeur comptable, y compris le goodwill. Par conséquent, aucun test quantitatif n'était requis. Compte tenu du temps écoulé depuis le dernier test quantitatif de la dépréciation pour l'unité d'exploitation PGS, Emera a choisi de ne pas procéder à une évaluation qualitative et a réalisé une évaluation quantitative de la dépréciation au quatrième trimestre de 2024 en utilisant à la fois l'approche par le revenu et l'approche par le marché. Cette évaluation a indiqué que la juste valeur de l'unité d'exploitation PGS était supérieure à sa valeur comptable, y compris le goodwill, et par conséquent, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

Au 31 décembre 2024, la valeur comptable totale du goodwill de la société s'établissait à 5 858 millions de dollars (5 871 millions de dollars au 31 décembre 2023). La variation de la valeur comptable du goodwill entre 2023 et 2024 est attribuable principalement à la perte de valeur du goodwill attribué à l'unité d'exploitation NMGC et au goodwill de NMGC inclus dans les unités destinées à être cédées classées comme étant détenues en vue de la vente, partiellement contrebalancée par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera.

## ÉVALUATION DE LA DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

La société évalue si les actifs à long terme et les immobilisations incorporelles ont subi une perte de valeur lorsque survient un événement déclencheur, tel qu'une désorganisation des marchés ou la vente d'une entreprise. L'évaluation nécessite une comparaison des flux de trésorerie futurs attendus non actualisés avec la valeur comptable de l'actif. Lorsque l'analyse des flux de trésorerie non actualisés indique qu'un actif à long terme n'est pas recouvrable, le montant de la perte de valeur est déterminé en mesurant l'excédent de la valeur comptable de l'actif à long terme sur sa juste valeur estimative.

La société est d'avis que les estimations comptables liées aux pertes de valeur d'actifs représentent des estimations critiques parce qu'elles sont appelées à changer et que l'incidence d'une dépréciation sur les actifs présentés et le bénéfice pourrait être importante. La direction doit formuler des hypothèses fondées sur des prévisions relatives aux résultats d'exploitation pour des périodes prolongées ou des périodes futures indéterminées ou sur des prévisions des conditions de marché courantes ou attendues pour de telles périodes. Les marchés peuvent présenter des incertitudes importantes. Les estimations fondées sur les hypothèses de la société concernant les résultats d'exploitation futurs ou d'autres montants recouvrables reposent sur une combinaison d'expérience historique, d'analyse économique fondamentale, d'activité de marché observable et d'études de marché indépendantes. Les estimations reposant sur les prévisions de la société à l'égard de l'utilisation et des périodes de détention des actifs sont fondées sur les budgets et les projections internes à long terme, qui tiennent compte de facteurs externes et des forces du marché à la clôture de chaque période de présentation de l'information financière. Les hypothèses formulées par la direction sont conformes aux approches et aux hypothèses généralement utilisées par le secteur pour évaluer et déterminer les prix.

En 2024, la société a comptabilisé des pertes de valeur de 19 millions de dollars (14 millions de dollars après impôts) à l'égard de certains actifs, dont une tranche de 8 millions de dollars a été incluse au poste « Autres produits, montant net » et une tranche de 11 millions de dollars a été incluse au poste « Pertes de valeur » de l'état des résultats consolidés. Aucune perte de valeur liée aux actifs à long terme n'a été comptabilisée en 2023.

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les impôts sur les bénéfices sont calculés en fonction du traitement fiscal prévu des opérations constatées aux états financiers consolidés. Aux fins de ce calcul, les lois fiscales sont interprétées dans divers territoires, la probabilité que des actifs d'impôts reportés soient recouverts à partir du bénéfice imposable futur est évaluée, et des hypothèses sont posées quant au moment prévu de la contre-passation des actifs et des passifs d'impôts reportés. L'incertitude entourant l'application des lois et des règlements en matière d'impôt et l'issue des vérifications par les autorités fiscales exigent que des jugements et des estimations soient formulés aux fins de l'établissement des montants devant être comptabilisés et du calcul des taux d'intérêt effectifs. Seules les économies d'impôt qui répondent au critère du « plus probable qu'improbable » peuvent être comptabilisées ou continuer de l'être. Les économies d'impôt non comptabilisées sont évaluées chaque trimestre, et les variations sont comptabilisées d'après la nouvelle information disponible, notamment les lignes directrices pertinentes publiées par les tribunaux ou les autorités fiscales et les résultats des examens des déclarations fiscales de la société.

La société est d'avis que l'estimation comptable relative aux impôts sur les bénéfices représente une estimation critique. La réalisation d'actifs d'impôts reportés dépend du résultat imposable (tant du résultat d'exploitation que du revenu d'investissement) qui sera généré au cours des périodes futures. Une modification de la provision pour moins-value estimative pourrait avoir une incidence notable sur les actifs présentés et les résultats d'exploitation. Les mesures administratives découlant des modifications apportées aux lois et à la réglementation fiscales par les autorités fiscales ainsi que l'incertitude entourant l'application des lois et règlements en matière d'impôt pourraient donner lieu à une modification de l'estimation de la société des impôts sur les bénéfices et notamment éliminer ou réduire la capacité de la société à réaliser des économies d'impôts ou à se prévaloir des actifs d'impôts reportés.

## OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

L'évaluation de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations exige que la société pose des hypothèses raisonnables à l'égard de la méthode et du moment du règlement lié aux coûts engagés aux termes d'une obligation juridique. Il existe des incertitudes quant à l'estimation des coûts futurs liés à la mise hors service d'immobilisations compte tenu d'événements potentiels, tels que des modifications aux lois et règlements et des avancées dans les technologies d'assainissement. Emera a des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se rapportant à la remise en état d'actifs de production, de transport et de distribution, et d'actifs liés aux pipelines.

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations représente la juste valeur des flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour acquitter l'obligation future, calculée selon le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de la société. Les montants sont réduits en fonction des dépenses réelles engagées. Les flux de trésorerie futurs estimatifs sont établis en fonction d'évaluations terminées des amortissements, de rapports de réhabilitation, de l'expérience passée, de la durée de vie utile estimative des immobilisations et des exigences réglementaires gouvernementales. La valeur actualisée du passif est comptabilisée, et la valeur comptable de l'immobilisation est augmentée en conséquence. Le montant immobilisé au départ est amorti de la même façon que l'immobilisation connexe. Au fil du temps, le passif est augmenté jusqu'à sa valeur future estimative. Une charge de désactualisation est incluse dans le poste « Amortissement ». Toute charge de désactualisation non encore approuvée par l'organisme de réglementation est comptabilisée au poste « Immobilisations corporelles » et incluse dans la prochaine évaluation des amortissements. Par conséquent, la variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, ou la constatation de coûts découlant de la modification des facteurs mentionnés ci-dessus ne devraient pas avoir d'incidence sur les résultats d'exploitation de la société.

Certains actifs de transport et de distribution de la société peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations conditionnelles, qui ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés, car la juste valeur ne peut être raisonnablement estimée, étant donné qu'il n'y a pas suffisamment d'informations pour le faire. Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations conditionnelle consiste en une obligation juridique de procéder à une activité de mise hors service d'immobilisations dont le moment et/ou la méthode de règlement sont tributaires d'un événement futur qui peut échapper à la volonté de l'entreprise. La direction surveille ces obligations, et un passif est constaté à la juste valeur lorsqu'il est possible de l'établir.

Au 31 décembre 2024, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations inscrites au bilan se chiffraient à 217 millions de dollars (192 millions de dollars en 2023). La société estime que le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaire au règlement des obligations s'élève à environ 453 millions de dollars (426 millions de dollars en 2023), montant qui sera engagé entre 2025 et 2061. La majeure partie de ces coûts seront engagés entre 2028 et 2050.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

La société doit établir la juste valeur de tous les dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales. La juste valeur correspond au prix qui serait reçu à la vente d'un actif, ou versé à la cession d'un passif, dans le cadre d'une opération sans lien de dépendance ordonnée conclue entre des participants du marché, à la date d'évaluation. Les évaluations de la juste valeur doivent tenir compte des hypothèses sur lesquelles se fonderaient les participants du marché afin d'établir le prix d'un actif ou d'un passif, selon les meilleurs renseignements qu'il est possible de trouver, y compris les risques inhérents à une technique d'évaluation particulière, comme un modèle d'établissement du prix, et aux données utilisées par le modèle.

## ÉTABLISSEMENT DU NIVEAU ET CLASSEMENT

La société utilise les classements par le niveau 1, 2 et 3 dans le cadre de la hiérarchie de la juste valeur. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier n'est incluse que dans l'un des trois niveaux, et elle se fonde sur la donnée du niveau le plus bas pertinente à l'égard du calcul de la juste valeur. La juste valeur est établie, directement ou indirectement, au moyen de données qui peuvent être observées en ce qui concerne l'actif ou du passif. Dans certains cas uniquement, la société peut conclure des opérations sur produits de base qui ont des caractéristiques non standard s'il n'existe aucune donnée observable sur le marché ou qui font intervenir des contrats d'une durée supérieure à cinq ans.

## Modification de méthodes et de pratiques comptables

La nouvelle méthode comptable conforme aux PCGR des États-Unis qui s'applique à la société et qu'elle a adoptée en 2024 est la suivante :

### AMÉLIORATIONS DES INFORMATIONS À FOURNIR SUR LES SECTEURS À PRÉSENTER

La société a adopté l'Accounting Standard Update (l'« ASU ») 2023-07, intitulée *Segment Reporting (Topic 280): Improvements to Reportable Segment Disclosures*. Les modifications de la norme améliorent les exigences en matière d'informations à fournir sur les secteurs à présenter, grâce notamment à l'amélioration des informations à fournir sur les charges sectorielles importantes. Elles visent également à améliorer l'information financière en exigeant que toutes les entités ouvertes présentent des informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire de façon à permettre aux investisseurs d'élaborer des analyses financières plus utiles à la prise de décisions. Les directives s'appliquaient aux exercices annuels ouverts après le 15 décembre 2023 et aux périodes intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2024. L'adoption de cette norme a entraîné la communication d'informations qualitatives supplémentaires à la note 5.

### Prises de position comptables futures

La société prend en considération la méthode d'application et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (le « FASB »). Les mises à jour mentionnées ci-après ont été publiées par le FASB mais, tel qu'il est autorisé, n'ont pas encore été adoptées par Emera. Les ASU dont il n'est pas question ci-dessous ont été évaluées, mais il a été établi que soit elles ne s'appliquaient pas à la société, soit elles n'avaient qu'une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

### VENTILATION DES DÉPENSES À L'ÉTAT DES RÉSULTATS

En novembre 2024, le FASB a publié l'ASU 2024-03, intitulée *Income Statement Reporting-Comprehensive Income-Expense Disaggregation Disclosures (Subtopic 220-40): Disaggregation of Income Statement Expenses*. La mise à jour de la norme améliore les informations sur les dépenses des entités commerciales du secteur public en exigeant des informations plus détaillées sur les types de dépenses (y compris les achats de stocks, la rémunération des employés et l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles) incluses dans les postes de dépenses de l'état des résultats. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2026 et aux périodes comptables intermédiaires débutant après le 15 décembre 2027. L'adoption anticipée est autorisée. La mise à jour de la norme sera appliquée de manière prospective, l'application rétrospective étant toutefois autorisée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la mise à jour de la norme sur les informations à fournir dans ses états financiers consolidés.

### AMÉLIORATIONS DES INFORMATIONS RELATIVES AUX IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, intitulée *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*. Cette norme améliore la transparence, l'utilité pour la prise de décisions et l'efficacité des informations fournies sur les impôts sur les bénéfices en exigeant la présentation de catégories cohérentes et une ventilation accrue des informations contenues dans le rapprochement entre les impôts sur les bénéfices calculés à l'aide du taux d'impôt prévu par la loi adopté et la provision pour impôts sur les bénéfices et le taux d'imposition effectif, ainsi que la ventilation des impôts sur les bénéfices payés (remboursés) par territoire. La norme exige également la présentation du bénéfice (de la perte) avant la provision d'impôts sur les bénéfices et de la charge (du recouvrement) d'impôts sur les bénéfices conformément à la réglementation S-X 210.4-08(h) de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, intitulée *Rules of General Application - General Notes to Financial Statements: Income Tax Expense*, ainsi que la suppression des informations qui ne sont plus considérées comme avantageuses sur le plan financier ou pertinentes. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de manière prospective, l'application rétrospective étant toutefois autorisée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la norme sur ses états financiers consolidés.

## Récapitulatif des résultats trimestriels

Pour les trimestres clos les

en millions de dollars

(sauf les montants par action)

	T4 2024	T3 2024	T2 2024	T1 2024	T4 2023	T3 2023	T2 2023	T1 2023
Produits d'exploitation	1 763 \$	1 802 \$	1 617 \$	2 018 \$	1 972 \$	1 740 \$	1 418 \$	2 433 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	154 \$	4 \$	129 \$	207 \$	289 \$	101 \$	28 \$	560 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,52 \$	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$	1,04 \$	0,37 \$	0,10 \$	2,07 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,52 \$	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$	1,04 \$	0,37 \$	0,10 \$	2,07 \$

Le caractère saisonnier des activités influe sur les produits d'exploitation trimestriels et le bénéfice net ajusté trimestriel. Le premier trimestre dégage des bénéfices élevés, étant donné qu'une partie importante des activités de la société est située dans le nord-est de l'Amérique du Nord, où l'hiver constitue la saison de pointe en matière de consommation d'électricité. Le troisième trimestre contribue à des bénéfices élevés puisqu'il correspond à la saison estivale en Floride, soit la période de pointe de consommation d'électricité. Les conditions météorologiques de nature saisonnière ou autre, de même que la fréquence et la violence des tempêtes, peuvent influencer sur la demande d'énergie ainsi que sur le coût de la prestation des services. Les éléments décrits à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pourraient également influencer sur les résultats trimestriels.

### COMPARAISON ENTRE LE T4 2024 ET LE T4 2023

Pour une explication des écarts, se reporter à la rubrique « Faits saillants de l'état des résultats consolidés ».

### COMPARAISON ENTRE LE T3 2024 ET LE T3 2023

Au troisième trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a diminué de 97 millions de dollars et le résultat ajusté de base et dilué a diminué de 0,36 \$ par rapport au troisième trimestre de 2023. Ces diminutions sont principalement attribuables aux charges liées à la vente imminente de NMGC, à la baisse du bénéfice à Emera Energy, à la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL, à la diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social découlant de la baisse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices, à l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social découlant de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du total de la dette, ainsi qu'à l'augmentation des dividendes versés sur les actions privilégiées du siège social. Ces variations ont été partiellement contrebalancées par la diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, par l'augmentation du bénéfice à TEC, à PGS, à NSPI et à NMGC et par la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social qui a découlé de la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes. La variation du résultat par action est également attribuable à une hausse du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

### COMPARAISON ENTRE LE T2 2024 ET LE T2 2023

Au deuxième trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 101 millions de dollars et le résultat ajusté de base et dilué a augmenté de 0,35 \$ par rapport au deuxième trimestre de 2023. Ces hausses sont principalement attribuables au gain à la vente de LIL, après coûts de transaction, à la hausse du bénéfice à PGS et à TEC, à l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social découlant de la hausse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices, ainsi qu'à la diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché. Ces variations ont été partiellement contrebalancées par la baisse du bénéfice à NMGC et à NSPI, par la hausse de charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social découlant de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du total de la dette, ainsi que par les pertes de change sur les soldes en dollars américains de la dette à court terme au siège social. La variation du résultat par action est également attribuable à une hausse du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

### COMPARAISON ENTRE LE T1 2024 ET LE T1 2023

Au premier trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a diminué de 353 millions de dollars et le résultat ajusté de base et dilué a diminué de 1,34 \$ par rapport au premier trimestre de 2023. Ces diminutions sont principalement attribuables à l'augmentation des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, à la baisse du bénéfice à TEC, à NMGC et à EES, à l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social qui a découlé de la différence entre le moment de l'évaluation de la charge de rémunération incitative à long terme et des couvertures connexes, ainsi qu'à l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social découlant de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du total de la dette. Ces variations ont été partiellement contrebalancées par la hausse du bénéfice à PGS et à NSPML et par l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social. La variation du résultat par action est également attribuable à une hausse du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

# États financiers consolidés

# Rapport de la direction

## RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION POUR LES ÉTATS FINANCIERS

Les états financiers consolidés ci-joints d'Emera Inc. et l'information contenue dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction et ont été approuvés par le conseil d'administration (le « conseil »).

Les états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Lorsqu'il était possible d'appliquer d'autres méthodes comptables, la direction a choisi celles qu'elle a jugées les plus appropriées dans les circonstances. L'utilisation d'estimations est parfois nécessaire dans la préparation de ces états financiers consolidés lorsque des opérations qui portent sur la période comptable écoulée ne peuvent être arrêtées avec certitude avant une période ultérieure. La direction croit qu'elle a établi ces estimations, qui sont adéquatement reflétées dans les états financiers consolidés ci-joints, en exerçant son jugement avec soin et en tenant compte d'un seuil d'importance relative raisonnable. La direction a déterminé ces montants de manière raisonnable, afin d'assurer que les états financiers consolidés donnent une image fidèle à tous les égards importants. La direction a aussi préparé l'information financière présentée ailleurs dans le rapport annuel et s'est assurée de sa concordance avec les états financiers consolidés.

Emera Inc. maintient des systèmes de contrôles internes comptables et administratifs efficaces, moyennant un coût raisonnable. Ces systèmes sont conçus de manière à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et exacte et que les actifs d'Emera Inc. sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Le conseil est chargé d'assurer que la direction assume ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière et il est l'ultime responsable de l'examen et de l'approbation des états financiers consolidés. Le conseil s'acquitte de cette responsabilité principalement par l'entremise de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil, et ses membres sont des administrateurs qui ne sont ni des dirigeants ni des employés d'Emera Inc. Le comité d'audit rencontre périodiquement la direction, ainsi que les auditeurs internes et externes, afin de discuter des contrôles internes exercés sur le processus de présentation de l'information financière, des questions d'audit et des questions de présentation de l'information financière, de s'assurer que chaque partie remplit correctement ses fonctions et d'examiner le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des auditeurs indépendants. Le comité d'audit fait part de ses constatations au conseil pour que ce dernier les prenne en considération au moment d'approuver la publication des états financiers consolidés à l'intention des actionnaires. De plus, le comité d'audit étudie, afin de soumettre à l'examen du conseil et à l'approbation des actionnaires, la nomination des auditeurs indépendants.

Les états financiers consolidés ont été audités par les auditeurs indépendants, Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board. Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. a librement et pleinement accès au comité d'audit.

Le 21 février 2025



« Scott Balfour »

Président et chef de la direction



« Gregory Blunden »

Chef des finances

# Rapport de l'auditeur indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration d'Emera Inc.

## OPINION

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Emera Inc. (la « société »), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2024 et 2023, et les états des résultats consolidés, les états du résultat étendu consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les états des flux de trésorerie consolidés 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 son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») 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.

## QUESTIONS CLÉS DE L'AUDIT

Les questions clés de l'audit sont les questions qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers consolidés de la période considérée. Ces questions ont été traitées dans le contexte de l'audit des états financiers consolidés pris dans leur ensemble et aux fins de la formation de l'opinion de l'auditeur sur ceux-ci, et nous n'exprimons pas une opinion distincte sur ces questions. Notre description de la façon dont chaque question ci-après a été traitée dans le cadre de l'audit est fournie dans ce contexte.

Nous nous sommes acquittés des responsabilités décrites dans la section « Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés » du présent rapport, y compris à l'égard de ces questions. Par conséquent, notre audit a comporté la mise en œuvre de procédures conçues dans le but de répondre à notre évaluation des risques d'anomalies significatives dans les états financiers consolidés. Les résultats de nos procédures d'audit, y compris les procédures mises en œuvre pour répondre aux questions ci-après, fournissent le fondement de notre opinion d'audit sur les états financiers consolidés ci-joints.

### Comptabilisation des effets de la réglementation des tarifs

Question clé  
de l'audit

Comme il est indiqué à la note 7 des états financiers consolidés, la société présente des actifs réglementaires de 3,4 milliards de dollars et des passifs réglementaires de 1,9 milliard de dollars. Les filiales à tarifs réglementés de la société sont assujetties à la réglementation de diverses autorités fédérales, étatiques et provinciales dans les régions où elles exercent leurs activités. Les tarifs réglementés sont conçus pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des produits ou services réglementés et permettent de dégager un rendement raisonnable sur le capital investi ou les actifs, selon le cas. Outre les actifs réglementaires et passifs réglementaires, la réglementation des tarifs a une incidence sur plusieurs postes des états financiers, y compris, mais sans s'y limiter, les immobilisations corporelles, les produits et les charges d'exploitation, les impôts sur les bénéfices et la dotation aux amortissements.

L'audit de l'incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers de la société est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison des jugements importants portés par la société pour appuyer le traitement comptable des questions réglementaires et les informations fournies à cet effet lorsque les décisions ou ordonnances réglementaires définitives n'ont pas encore été rendues ou lorsque les formules réglementaires sont complexes. L'évaluation de l'incidence potentielle des décisions réglementaires futures sur les états financiers comporte également une part de subjectivité. Bien que la société s'attende à recouvrer les coûts par l'intermédiaire des tarifs imposés aux clients, il existe un risque que l'organisme de réglementation n'approuve pas le recouvrement intégral des coûts engagés. Les jugements portés par la société comprennent une évaluation de la probabilité de recouvrement et de la rentabilité des coûts engagés, du rejet potentiel d'une partie du coût engagé ou des remboursements probables aux clients des gains ou des montants recouverts antérieurement auprès d'eux à même les tarifs futurs.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, l'appréciation de l'évaluation faite par la société de la probabilité de recouvrement futur des actifs réglementaires, des immobilisations corporelles et du remboursement au titre des passifs réglementaires en obtenant et en examinant les ordonnances réglementaires, les dépôts, les témoignages, les audiences et la correspondance pertinents, ainsi que d'autres informations accessibles au public. En ce qui concerne les questions réglementaires pour lesquelles des décisions ou des ordonnances réglementaires n'ont pas encore été rendues, nous avons examiné les dépôts des filiales à tarifs réglementés afin de relever tout élément probant susceptible de contredire les assertions de la société, et avons passé en revue d'autres ordonnances réglementaires, dépôts et correspondances d'autres entités du même territoire ou de territoires semblables afin d'apprécier la probabilité de recouvrement ou de remboursement à même les tarifs futurs en fonction de la façon dont l'organisme de réglementation traite les coûts similaires dans des circonstances comparables. Nous avons obtenu et évalué une analyse de la société, et l'avons corroborée au besoin par des lettres du conseiller juridique, concernant les recouvrements de coûts, les gains ou les montants recouverts antérieurement auprès des clients ou les modifications tarifaires futures. Nous avons également apprécié la méthode, l'exactitude et l'exhaustivité des calculs de la société à l'égard des soldes des actifs réglementaires et des passifs réglementaires en fonction des provisions et des formules décrites dans les ordonnances tarifaires et autres correspondances avec les organismes de réglementation. Nous avons évalué les informations fournies par la société liées à l'incidence de la réglementation des tarifs.

### Évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés

Question clé de l'audit

Les actifs et passifs dérivés détenus à des fins de transaction, respectivement de 270 millions de dollars et 690 millions de dollars, présentés à la note 16 des états financiers consolidés, sont évalués à la juste valeur. La société a comptabilisé des gains réalisés et latents de 207 millions de dollars au cours de l'exercice relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

L'audit de l'évaluation de la société des instruments dérivés détenus à des fins de transaction est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison de la complexité des modalités contractuelles et des modèles d'évaluation, ainsi que des estimations importantes utilisées pour établir la juste valeur des contrats. Pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction, des hypothèses importantes sur la conjoncture économique et les conditions du marché futures, dont l'issue est incertaine, sont utilisées, notamment les courbes de prix à terme des produits de base provenant de tiers basées sur des marchés peu liquides, les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne. Ces hypothèses ont une incidence importante sur la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, la revue des contrats et des ententes conclus afin d'identifier les données et les hypothèses ayant une incidence sur l'évaluation des instruments dérivés. Avec le soutien de nos spécialistes en évaluation, nous avons apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des modèles d'évaluation de la société et comparé les courbes de prix des produits de base utilisées par la société aux données du marché et aux données économiques actuelles. En ce qui concerne les courbes de prix à terme des produits de base, nous avons comparé les courbes de prix de la société à des courbes provenant de sources indépendantes. Nous avons également apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des calculs effectués par la société afin d'établir les coefficients de corrélation et les différentiels. De plus, nous avons apprécié si les informations fournies sur la hiérarchie des justes valeurs à la note 17 des états financiers consolidés étaient conformes à la source des données et hypothèses importantes utilisées pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés.

## AUTRES INFORMATIONS

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

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

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

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

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

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

## **RESPONSABILITÉS DE LA DIRECTION ET DES RESPONSABLES DE LA GOUVERNANCE À L'ÉGARD DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

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

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

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

## **RESPONSABILITÉS DE L'AUDITEUR À L'ÉGARD DE L'AUDIT DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

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

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

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la société;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la société à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers consolidés, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers consolidés représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous planifions et réalisons l'audit du groupe afin d'obtenir des éléments probants suffisants et appropriés concernant les informations financières des entités et des unités du groupe de la société pour servir de fondement à la formation d'une opinion sur les états financiers consolidés. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la revue des travaux d'audit effectués pour les besoins de l'audit du groupe. Nous assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit.

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

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

Parmi les questions communiquées aux responsables de la gouvernance, nous déterminons quelles ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers consolidés de la période considérée : ce sont les questions clés de l'audit. Nous décrivons ces questions dans notre rapport, sauf si des textes légaux ou réglementaires en empêchent la publication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer une question dans notre rapport parce que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les conséquences néfastes de la communication de cette question dépassent les avantages pour l'intérêt public.

L'associée responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport de l'auditeur indépendant est délivré est Tracy Brennan.

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

Comptables professionnels agréés

Halifax, Canada

Le 21 février 2025

# Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration d'Emera Inc.

## OPINION SUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints d'Emera Inc. (la « société ») aux 31 décembre 2024 et 2023, des états des résultats consolidés, des états du résultat étendu consolidés, des états des variations des capitaux propres consolidés et des états des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, les états financiers consolidés 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 son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2024, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

## FONDEMENT DE L'OPINION

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la société, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis et sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. La société n'est pas tenue de faire effectuer un audit de son contrôle interne à l'égard de l'information financière et nous n'avons pas pour mission d'effectuer un tel audit. Dans le cadre de nos audits, nous devons acquérir une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, mais pas dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. En conséquence, nous n'exprimons pas une telle opinion.

Nos audits impliquaient notamment la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent une anomalie significative, que celle-ci résulte de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures qui répondent à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

## QUESTIONS CRITIQUES DE L'AUDIT

Les questions critiques de l'audit ci-dessous sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

### Comptabilisation des effets de la réglementation des tarifs

Description de la question

Comme il est indiqué à la note 7 des états financiers consolidés, la société présente des actifs réglementaires de 3,4 milliards de dollars et des passifs réglementaires de 1,9 milliard de dollars. Les filiales à tarifs réglementés de la société sont assujetties à la réglementation de diverses autorités fédérales, étatiques et provinciales dans les régions où elles exercent leurs activités. Les tarifs réglementés sont conçus pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des produits ou services réglementés et permettent de dégager un rendement raisonnable sur le capital investi ou les actifs, selon le cas. Outre les actifs réglementaires et passifs réglementaires, la réglementation des tarifs a une incidence sur plusieurs postes des états financiers, y compris, mais sans s'y limiter, les immobilisations corporelles, les produits et les charges d'exploitation, les impôts sur les bénéfices et la dotation aux amortissements.

L'audit de l'incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers de la société est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison des jugements importants portés par la société pour appuyer le traitement comptable des questions réglementaires et les informations fournies à cet effet lorsque les décisions ou ordonnances réglementaires définitives n'ont pas encore été rendues ou lorsque les formules réglementaires sont complexes. L'évaluation de l'incidence potentielle des décisions réglementaires futures sur les états financiers comporte également une part de subjectivité. Bien que la société s'attende à recouvrer les coûts par l'intermédiaire des tarifs imposés aux clients, il existe un risque que l'organisme de réglementation n'approuve pas le recouvrement intégral des coûts engagés. Les jugements portés par la société comprennent une évaluation de la probabilité de recouvrement et de la rentabilité des coûts engagés, du rejet potentiel d'une partie du coût ou des remboursements probables aux clients des gains ou des montants recouverts antérieurement auprès d'eux à même les tarifs futurs.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, l'appréciation de l'évaluation faite par la société de la probabilité de recouvrement futur des actifs réglementaires, des immobilisations corporelles et du remboursement au titre des passifs réglementaires en obtenant et en examinant les ordonnances réglementaires, les dépôts, les témoignages, les audiences et la correspondance pertinents, ainsi que d'autres informations accessibles au public. En ce qui concerne les questions réglementaires pour lesquelles des décisions ou des ordonnances réglementaires n'ont pas encore été rendues, nous avons examiné les dépôts des filiales à tarifs réglementés afin de relever tout élément probant susceptible de contredire les assertions de la société, et avons passé en revue d'autres ordonnances réglementaires, dépôts et correspondances d'autres entités du même territoire ou de territoires semblables afin d'apprécier la probabilité de recouvrement ou de remboursement à même les tarifs futurs en fonction de la façon dont l'organisme de réglementation traite les coûts similaires dans des circonstances comparables. Nous avons obtenu et évalué une analyse de la société, et l'avons corroborée au besoin par des lettres du conseiller juridique, concernant les recouvrements de coûts, les gains ou les montants recouverts antérieurement auprès des clients ou les modifications tarifaires futures. Nous avons également apprécié la méthode, l'exactitude et l'exhaustivité des calculs de la société à l'égard des soldes des actifs réglementaires et des passifs réglementaires en fonction des provisions et des formules décrites dans les ordonnances tarifaires et autres correspondances avec les organismes de réglementation. Nous avons évalué les informations fournies par la société liées à l'incidence de la réglementation des tarifs.

### Évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés

Description de la question

Les actifs et passifs dérivés détenus à des fins de transaction, respectivement de 270 millions de dollars et 690 millions de dollars, présentés à la note 16 des états financiers consolidés, sont évalués à la juste valeur. La société a comptabilisé des gains réalisés et latents de 207 millions de dollars au cours de l'exercice relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

L'audit de l'évaluation de la société des instruments dérivés détenus à des fins de transaction est complexe et nécessite une grande part de jugement en raison de la complexité des modalités contractuelles et des modèles d'évaluation, ainsi que des estimations importantes utilisées pour établir la juste valeur des contrats. Pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction, des hypothèses importantes sur la conjoncture économique et les conditions du marché futures, dont l'issue est incertaine, sont utilisées, notamment les courbes de prix à terme des produits de base provenant de tiers basées sur des marchés peu liquides, les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne. Ces hypothèses ont une incidence importante sur la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction.

Façon dont nous  
avons traité  
la question dans  
le cadre de l'audit

Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, la revue des contrats et des ententes conclus afin d'identifier les données et les hypothèses ayant une incidence sur l'évaluation des instruments dérivés. Avec le soutien de nos spécialistes en évaluation, nous avons apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des modèles d'évaluation de la société et comparé les courbes de prix des produits de base utilisées par la société aux données du marché et aux données économiques actuelles. En ce qui concerne les courbes de prix à terme des produits de base, nous avons comparé les courbes de prix de la société à des courbes provenant de sources indépendantes. Nous avons également apprécié la méthode et l'exactitude arithmétique des calculs effectués par la société afin d'établir les coefficients de corrélation et les différentiels. De plus, nous avons apprécié si les informations fournies sur la hiérarchie des justes valeurs à la note 17 des états financiers consolidés étaient conformes à la source des données et hypothèses importantes utilisées pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés.

*Ernst + Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés

Nous agissons à titre d'auditeur de la société depuis 1998.

Halifax, Canada

Le 21 février 2025

## États des résultats consolidés

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
<b>Produits d'exploitation</b>		
Activités à tarifs réglementés - Électricité	5 872 \$	5 746 \$
Activités à tarifs réglementés - Gaz	1 575	1 489
Activités à tarifs non réglementés	(247)	328
Total des produits d'exploitation (note 6)	7 200	7 563
<b>Charges d'exploitation</b>		
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	1 992	1 881
Coût réglementé du gaz naturel	396	527
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	1 918	1 879
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	427	433
Amortissement	1 162	1 049
Pertes de valeur (note 23)	225	–
Total des charges d'exploitation	6 120	5 769
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	1 080	1 794
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 8)	99	146
Autres produits nets (note 9)	203	158
Intérêts débiteurs nets (note 10)	973	925
<b>Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices</b>	409	1 173
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices (note 11)	(159)	128
<b>Bénéfice net</b>	568	1 045
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	73	66
<b>Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	494 \$	978 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 13)		
De base	289	274
Dilué	289	274
Résultat par action ordinaire (note 13)		
De base	1,71 \$	3,57 \$
Dilué	1,71 \$	3,57 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	2,8775 \$	2,7875 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# États du résultat étendu consolidés

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
<b>Bénéfice net</b>	<b>568 \$</b>	<b>1 045 \$</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts</b>		
Écart de conversion <sup>1)</sup>	1 027	(270)
(Pertes latentes) gains latents sur les couvertures de placements nets <sup>2)</sup>	(139)	38
Couvertures de flux de trésorerie - ajustement de reclassement des gains inclus dans le bénéfice	(2)	(2)
Gains latents sur les placements disponibles à la vente	2	-
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite <sup>3)</sup>	68	(39)
Autres éléments du résultat étendu <sup>4)</sup>	956	(273)
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 524</b>	<b>772</b>
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	1
<b>Résultat étendu d'Emera Inc.</b>	<b>1 523 \$</b>	<b>771 \$</b>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

- 1) Déduction faite de la charge d'impôts de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars en 2023).
- 2) La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains (« \$ US ») d'un montant de 1,2 milliard \$ US comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains.
- 3) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2023).
- 4) Déduction faite de la charge d'impôts de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars en 2023).

## Bilans consolidés

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
<b>Actif</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	196 \$	567 \$
Liquidités soumises à restrictions	17	21
Stocks (note 15)	781	790
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	115	174
Actifs réglementaires (note 7)	595	339
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 19)	1 811	1 817
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	173	–
	<b>3 688</b>	<b>3 708</b>
<b>Immobilisations corporelles</b> , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 10 442 \$ et de 9 994 \$ (note 21)	<b>26 168</b>	<b>24 376</b>
<b>Autres actifs</b>		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 11)	392	208
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	51	66
Actifs réglementaires (note 7)	2 832	2 766
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente (note 20)	610	621
Placements sous influence notable (note 8)	654	1 402
Écart d'acquisition (note 23)	5 858	5 871
Autres actifs à long terme (note 33)	538	462
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	2 160	–
	<b>13 095</b>	<b>11 396</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>42 951 \$</b>	<b>39 480 \$</b>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

## Bilans consolidés (suite)

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
<b>Passif et capitaux propres</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Dette à court terme (note 24)	1 400 \$	1 433 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 26)	234	676
Créditeurs	1 992	1 454
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	526	386
Passifs réglementaires (note 7)	262	168
Autres passifs à court terme (note 25)	489	427
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 4)	212	–
	<b>5 115</b>	<b>4 544</b>
<b>Passif à long terme</b>		
Dette à long terme (note 26)	18 173	17 689
Impôts sur les bénéfices reportés (note 11)	2 331	2 352
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	91	118
Passifs réglementaires (note 7)	1 618	1 604
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 22)	274	265
Autres passifs à long terme (notes 8 et 27)	910	820
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 4)	1 148	–
	<b>24 545</b>	<b>22 848</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (note 12)	9 042	8 462
Actions privilégiées cumulatives (note 29)	1 422	1 422
Surplus d'apport	84	82
Cumul des autres éléments du résultat étendu (« CAÉRÉ ») (note 14)	1 261	305
Bénéfices non répartis	1 468	1 803
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	13 277	12 074
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales (note 30)	14	14
Total des capitaux propres	13 291	12 088
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>42 951 \$</b>	<b>39 480 \$</b>

**Engagements et éventualités** (note 28)

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

**Approuvé au nom du conseil d'administration**


« Karen Sheriff »  
Présidente du conseil



« Scott Balfour »  
Président et chef de la direction

## États des flux de trésorerie consolidés

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	568 \$	1 045 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	1 165	1 060
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(8)	(22)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(53)	(38)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	(191)	97
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(46)	(68)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	451	(88)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	228	(666)
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	(226)	554
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	175	434
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	214	–
Gain à la vente de la participation dans LIL, compte non tenu des coûts de transaction	(191)	–
Autres activités d'exploitation, montant net	108	28
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 31)	452	(95)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, montant net</b>	<b>2 646</b>	<b>2 241</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(3 151)	(2 937)
Produit de la cession d'un placement sous influence notable	927	–
Autres activités d'investissement	6	20
<b>Flux de trésorerie d'investissement, montant net</b>	<b>(2 218)</b>	<b>(2 917)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Variation nette de la dette à court terme	56	(66)
Produit tiré de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	–	548
Remboursement de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	–	(1 086)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	1 361	1 932
Remboursement de la dette à long terme	(1 086)	(151)
Remboursements nets en vertu des facilités de crédit consenties	(825)	(96)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	284	424
Dividendes sur actions ordinaires	(538)	(488)
Dividendes sur actions privilégiées	(73)	(66)
Autres activités de financement	3	(12)
<b>Flux de trésorerie de financement, montant net</b>	<b>(818)</b>	<b>939</b>
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et la trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	23	(7)
<b>(Diminution) augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions</b>	<b>(367)</b>	<b>256</b>
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de l'exercice	588	332
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente à la fin de l'exercice	221 \$	588 \$
<b>La trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et la trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente se composent de ce qui suit :</b>		
Trésorerie	191 \$	559 \$
Placements à court terme	5	8
Liquidités soumises à restrictions	17	21
Actifs détenus en vue de la vente	8	–
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	221 \$	588 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 31)

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

## États des variations des capitaux propres consolidés

en millions de dollars	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	CAÉÉRÉ	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2023	8 462 \$	1 422 \$	82 \$	305 \$	1 803 \$	14 \$	12 088 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	–	–	–	–	567	1	568
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 10 millions de dollars	–	–	–	956	–	–	956
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 29)	–	–	–	–	(73)	–	(73)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,8775 \$ par action)	–	–	–	–	(829)	–	(829)
Émissions dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché (« ACM »), déduction faite des frais d'émission après impôts	261	–	–	–	–	–	261
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	291	–	–	–	–	–	291
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	28	–	2	–	–	–	30
Divers	–	–	–	–	–	(1)	(1)
<b>Solde au 31 décembre 2024</b>	<b>9 042 \$</b>	<b>1 422 \$</b>	<b>84 \$</b>	<b>1 261 \$</b>	<b>1 468 \$</b>	<b>14 \$</b>	<b>13 291 \$</b>
Solde au 31 décembre 2022	7 762 \$	1 422 \$	81 \$	578 \$	1 584 \$	14 \$	11 441 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	–	–	–	–	1 044	1	1 045
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 6 millions de dollars	–	–	–	(273)	–	–	(273)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 29)	–	–	–	–	(66)	–	(66)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,7875 \$ par action)	–	–	–	–	(759)	–	(759)
Émissions dans le cadre du programme d'émission d'ACM, déduction faite des frais d'émission après impôts	397	–	–	–	–	–	397
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	272	–	–	–	–	–	272
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	31	–	1	–	–	–	32
Divers	–	–	–	–	–	(1)	(1)
Solde au 31 décembre 2023	8 462 \$	1 422 \$	82 \$	305 \$	1 803 \$	14 \$	12 088 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2024 et 2023

## 1. Sommaire des principales méthodes comptables

### NATURE DES ACTIVITÉS

Emera Inc. (« Emera » ou la « société ») est une société d'énergie et de services qui investit dans la production, le transport et la distribution d'électricité ainsi que dans le transport et la distribution du gaz.

Au 31 décembre 2024, les secteurs isolables d'Emera Inc. comprennent :

- une entreprise de services publics d'électricité en Floride, soit Tampa Electric (« TEC »), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et servant environ 855 000 abonnés dans le centre-ouest de la Floride;
- des entreprises de services publics au Canada, dont :
  - Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse pour environ 557 000 abonnés,
  - une participation de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »), qui a aménagé le lien maritime, projet de transport de 1,8 milliard de dollars, y compris la provision pour fonds sous forme de capitaux propres (« PFUPC ») utilisés pendant la construction, entre l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse.

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation minoritaire indirecte de 31,1 % dans Labrador Island Link Partnership (« LIL »), qui était auparavant incluse dans le secteur Entreprises de services publics d'électricité au Canada. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

- des entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, qui comprennent :
  - Peoples Gas System Inc. (« PGS »), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés qui sert environ 508 000 abonnés en Floride,
  - New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »), également une entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés, qui sert environ 550 000 abonnés au Nouveau-Mexique. Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. La clôture de la transaction est prévue pour la fin de 2025, sous réserve de l'obtention de certaines approbations, y compris celle de la New Mexico Public Regulation Commission (« NMPRC »). Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage,
  - Emera Brunswick Pipeline Company Limited (le « gazoduc Brunswick »), gazoduc de 145 kilomètres transportant du gaz naturel liquéfié regazéifié de Saint John, au Nouveau-Brunswick, à la frontière des États-Unis en vertu d'une convention de services ferme de 25 ans conclue avec Repsol Energy North America Canada Partnership (« Repsol Energy Canada »), qui vient à échéance en 2034,
  - SeaCoast Gas Transmission, LLC (« SeaCoast »), entreprise de services de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés intraétatique, qui offre ses services en Floride,
  - une participation de 12,9 % dans Maritimes & Northeast Pipeline (« M&NP »), gazoduc de 1 400 kilomètres qui transporte du gaz naturel partout dans les marchés des provinces de l'Atlantique au Canada et du nord-est des États-Unis;
- d'autres entreprises de services publics d'électricité, qui comprennent Emera (Caribbean) Incorporated (« ECI »), société de portefeuille qui exploite des services publics d'électricité à tarifs réglementés et qui comprend :
  - The Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC »), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de la Barbade qui sert environ 135 000 abonnés,
  - Grand Bahama Power Company Limited (« GBPC »), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de Grand Bahama qui sert environ 19 500 abonnés,
  - une participation de 19,5 % dans la société satellite St. Lucia Electricity Services Limited (« Lucelec »), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement sur l'île de Sainte-Lucie;

- le secteur Divers d'Emera comprend les placements dans des sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique qui sont en deçà du seuil requis aux fins de la présentation de l'information financière comme des secteurs distincts, ainsi que les éléments de produits et de charges du siège social qui ne sont pas directement affectés à l'exploitation des filiales et aux placements d'Emera, dont :
  - Emera Energy, qui comprend :
    - Emera Energy Services (« EES »), entreprise d'énergie physique qui achète et vend du gaz naturel et de l'électricité et offre des services de gestion d'actifs énergétiques connexes,
    - Brooklyn Power Corporation (« Brooklyn Energy »), centrale de cogénération alimentée à la biomasse d'une puissance de 30 MW située à Brooklyn, en Nouvelle-Écosse,
    - une participation de coentreprise de 50,0 % dans Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp »), centrale hydroélectrique à stockage pompé de 660 MW dans le nord-ouest du Massachusetts;
  - Emera US Finance LP (« Emera Finance »), EUSHI Finance, Inc. et TECO Finance, Inc. (« TECO Finance »), filiales de financement d'Emera,
  - Emera US Holdings Inc., société de portefeuille détenue en propriété exclusive pour certains actifs d'Emera aux États-Unis,
  - d'autres placements.

## MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés sont préparés et présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et, de l'avis de la direction, incluent tous les rajustements qui sont récurrents et nécessaires pour présenter fidèlement la situation financière d'Emera.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

## PRINCIPES DE CONSOLIDATION

Les présents états financiers consolidés incluent les comptes d'Emera, les filiales détenues majoritairement par celle-ci et une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») à l'égard de laquelle Emera est le principal bénéficiaire. Emera utilise la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser les placements sur lesquels la société a la capacité d'exercer une influence notable, et pour les EDDV à l'égard desquelles Emera n'est pas le principal bénéficiaire.

La société effectue une analyse continue afin d'évaluer si elle possède des intérêts dans des EDDV ou si des événements sont survenus rendant la réévaluation des EDDV nécessaire. Pour identifier les EDDV éventuelles, la direction passe en revue les dispositions contractuelles et les ententes concernant la propriété, par exemple, les baux, les contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme, les contrats d'exploitation à façon, les garanties, les installations détenues conjointement et les placements dans des sociétés satellites. Les EDDV dont la société est réputée être le principal bénéficiaire doivent être consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a la capacité de diriger les activités de l'EDDV ayant l'incidence la plus importante sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être éventuellement importants pour l'EDDV. Dans le cas où Emera détient un placement dans une EDDV, mais n'est pas considérée comme le principal bénéficiaire, l'EDDV est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Pour en savoir davantage sur les EDDV, se reporter à la note 33.

Les soldes et opérations intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le gain net sur certaines opérations entre certaines entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés conformément aux normes comptables régissant les entités à tarifs réglementés. Le gain net sur ces opérations, qui serait éliminé en l'absence de normes comptables pour des entités à tarifs réglementés, est comptabilisé dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés. La contrepartie est comptabilisée dans les immobilisations corporelles, les actifs réglementaires, le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ou les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, selon la nature de l'opération.

## UTILISATION DES ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs à la date des états financiers et les montants comptabilisés des produits et des charges au cours des périodes visées. Les éléments importants à l'égard desquels la direction est tenue de faire des estimations sont les actifs et passifs à tarifs réglementés, la provision cumulée au titre des coûts d'enlèvement, les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des actifs amortissables, l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition et des actifs à long terme, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société régulièrement d'après les résultats passés, la conjoncture actuelle et attendue, ainsi que les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans les résultats au cours de l'exercice où il survient.

## QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

La comptabilisation réglementaire s'applique lorsque les tarifs sont fixés par un organisme de réglementation indépendant, ou assujettis à son approbation. Les tarifs sont conçus pour recouvrer les coûts des produits ou services réglementés prudemment engagés et permettent de dégager un taux de rendement raisonnable sur le capital investi, le cas échéant. Se reporter à la note 7 pour en savoir davantage.

## CONVERSION DES DEVICES

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les écarts résultant de la conversion à la date de l'opération initiale et à la date du bilan sont inclus dans les résultats.

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar canadien sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan, et les résultats d'exploitation sont convertis aux taux de change moyens en vigueur au cours de la période. Les gains et les pertes de change sur les actifs et passifs qui en découlent sont reportés et inclus dans le CAÉÉR au bilan.

La société désigne une partie de la dette libellée en dollars américains de sociétés dont la monnaie fonctionnelle est le dollar canadien comme couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger dont les activités sont libellées en dollars américains. La variation de la valeur comptable de ces investissements, évaluée au taux de change en vigueur à la date du bilan, est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

## CONSTATATION DES PRODUITS

### PRODUITS TIRÉS DES ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS - ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

Les produits tirés de l'électricité et du gaz, y compris les charges liées à l'énergie, les charges liées à la demande, les charges liées aux installations de base et les clauses et les avenants, sont comptabilisés lorsque les obligations aux termes d'un contrat sont remplies, soit lorsque l'électricité et le gaz sont livrés aux clients progressivement, tandis que le client reçoit et consomme simultanément les avantages qui en découlent. Les produits tirés de l'électricité et du gaz sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice et incluent les produits facturés et non facturés. Les produits liés à la vente d'électricité et de gaz sont comptabilisés selon des tarifs approuvés par les organismes de réglementation compétents et la consommation mesurée, de façon régulière et systématique, généralement sur une base mensuelle ou bimestrielle. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, l'électricité et le gaz livrés aux clients, mais non facturés, sont estimés et les produits non facturés correspondants sont comptabilisés. L'estimation de la société des produits non facturés à la fin de la période de présentation de l'information financière est calculée en estimant les mégawattheures (« MWh ») ou les unités thermales livrés aux clients et selon les tarifs qui devraient s'appliquer pour le prochain cycle de facturation. Cette estimation repose sur des hypothèses liées à la demande d'énergie, aux conditions climatiques, aux pertes sur les lignes et aux changements apportés aux catégories de clients entre les périodes.

### PRODUITS TIRÉS DES ACTIVITÉS À TARIFS NON RÉGLEMENTÉS :

Les marges sur les activités de commercialisation et de négociation sont composées des ventes et des achats d'électricité et de gaz naturel, des coûts liés à la capacité des gazoducs et des produits tirés de la gestion d'actifs énergétiques d'Emera Energy. Les produits sont comptabilisés lorsque les obligations aux termes du contrat sont remplies et sont présentés sur la base du montant net, ce qui reflète la nature des relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs.

Les ventes d'électricité sont comptabilisées lorsque les obligations aux termes d'un contrat sont remplies, soit lorsque l'électricité est livrée aux clients progressivement.

Les autres produits tirés des activités à tarifs non réglementés sont comptabilisés lorsque les obligations aux termes du contrat sont remplies.

### DIVERS :

Les taxes de vente, les taxes sur la valeur ajoutée et les autres taxes, à l'exception des taxes levées sur les rentrées brutes mentionnées ci-après, qui sont imposées au moment des activités génératrices de produits et perçues par la société sont exclues des produits.

## DROITS DE CONCESSION ET RECETTES BRUTES

TEC et PGS recouvrent dollar pour dollar certains coûts engagés auprès de clients en utilisant des prix approuvés par la Florida Public Service Commission (« FPSC »). Les montants inclus dans les factures des clients à l'égard des droits de concession et des taxes levées sur les rentrées brutes figurent aux postes « Produits tirés des activités à tarifs réglementés - Électricité » et « Produits tirés des activités à tarifs réglementés - Gaz » dans les états des résultats consolidés. Les droits de concession et les taxes levées sur les rentrées brutes à payer par TEC et PGS sont comptabilisés à titre de charges au poste « Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales » dans les états des résultats consolidés.

NMGC agit à titre de mandataire en matière de recouvrement et de paiement des droits de concession et des taxes levées sur les rentrées brutes et n'est pas tenue en vertu d'un règlement tarifaire de présenter les montants sur la base du montant brut. Par conséquent, les droits de concession et les taxes levées sur les rentrées brutes de NMGC sont présentés sur la base du montant net et n'ont aucune incidence sur les postes des états des résultats consolidés.

## IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût initial, y compris la PFUPC ou les intérêts capitalisés, déduction faite des apports pour l'aide à la construction.

Le coût des ajouts, y compris l'amélioration et le remplacement des immobilisations corporelles, est inclus dans les immobilisations corporelles aux bilans consolidés. Lorsque des immobilisations corporelles réglementées sont remplacées, renouvelées ou mises hors service, leur coût ainsi que les coûts liés à leur enlèvement ou à leur cession, moins le produit de la récupération, sont imputés à l'amortissement cumulé sans que des gains ou pertes soient reflétés dans les résultats. Lorsqu'il y a cession d'immobilisations corporelles non réglementées, les gains et pertes sont inclus dans les résultats lorsque les cessions ont lieu.

Le coût des immobilisations corporelles représente le coût initial des matières, les services impartis, la main-d'œuvre directe, la PFUPC pour les propriétés réglementées ou l'intérêt au titre des propriétés non réglementées, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts indirects imputables au projet en immobilisations. Ces coûts indirects comprennent les charges du siège social, notamment les coûts financiers et les charges liées aux technologies de l'information et à la main-d'œuvre ainsi qu'à d'autres fonctions de soutien, en plus des coûts des avantages sociaux, des assurances, de l'approvisionnement, et des frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des parcs. Les dépenses liées aux projets de mise en valeur sont capitalisées si ces derniers sont censés dégager des avantages économiques futurs.

Les projets d'entretien régulier et les projets d'entretien importants prévus qui n'accroissent pas la durée globale des actifs correspondants sont passés en charges à mesure que les coûts sont engagés. Lorsqu'un projet d'entretien important augmente la durée de vie ou la valeur de l'actif sous-jacent, le coût est capitalisé.

L'amortissement est établi au moyen de la méthode linéaire, d'après la durée de vie utile résiduelle estimative des actifs amortissables dans chaque catégorie fonctionnelle d'immobilisations amortissables. Pour certaines filiales à tarifs réglementés d'Emera, l'amortissement est calculé selon la méthode de la durée de vie restante du groupe à l'égard de l'investissement moyen, rajusté pour tenir compte des coûts d'enlèvement prévus moins les produits de récupération, par catégories fonctionnelles d'immobilisations amortissables. La durée de vie utile des actifs réglementaires nécessite l'approbation de l'organisme de réglementation.

Les actifs incorporels, qui sont compris dans les immobilisations corporelles des bilans consolidés, sont constitués principalement des logiciels et des droits territoriaux. L'amortissement est établi au moyen de la méthode linéaire, d'après la durée de vie utile résiduelle estimative de l'actif de chaque catégorie. Pour certaines filiales à tarifs réglementés d'Emera, l'amortissement est calculé selon la méthode de la durée de vie amortissable à l'égard de la valeur comptable nette à ce jour sur la durée de vie à courir de ces actifs. La durée de vie utile des actifs incorporels réglementés nécessite l'approbation de l'organisme de réglementation.

### ÉCART D'ACQUISITION

L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du prix d'achat d'une entité acquise sur la juste valeur estimée des actifs identifiables acquis et des passifs pris en charge à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins la dépréciation et est ajusté pour tenir compte de l'incidence des fluctuations du taux de change. L'écart d'acquisition est soumis à un test de dépréciation au niveau de l'unité d'exploitation chaque année ou si un événement ou un changement de circonstances indique que la juste valeur de l'unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Lorsque la société évalue l'écart d'acquisition pour déterminer s'il a subi une perte de valeur, elle a la possibilité de réaliser une évaluation qualitative en premier lieu afin de déterminer la nécessité d'une évaluation quantitative. Au cours d'une évaluation qualitative, la direction tient compte notamment des conditions macroéconomiques, des considérations liées au marché et au secteur, et de la performance financière globale.

Dans l'éventualité où, aux termes d'une évaluation qualitative, la société conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, ou advenant le cas où la société choisit de ne pas réaliser l'évaluation qualitative, elle doit procéder à un test quantitatif. Le test de dépréciation quantitatif consiste à comparer la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition (« valeur comptable »). Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, une perte de valeur est comptabilisée. La direction estime la juste valeur de l'unité d'exploitation en utilisant l'approche par le résultat ou une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché. L'approche par le résultat utilise une analyse des flux de trésorerie non actualisés, laquelle se fonde sur les meilleures estimations de la direction à l'égard des flux de trésorerie attendus de l'unité d'exploitation. L'analyse comprend une estimation des valeurs finales fondée sur les flux de trésorerie attendus calculés selon une méthodologie qui établit une valeur au moyen d'une annuité perpétuelle présumée fondée sur les flux de trésorerie résiduels de l'unité d'exploitation. Le taux d'actualisation utilisé est un taux utilisé par les intervenants du marché fondé sur un groupe de sociétés ouvertes comparables qui correspond au coût du capital moyen pondéré des sociétés comparables. Pour l'approche par le marché, la direction estime la juste valeur selon les sociétés comparables et les transactions effectuées au sein de secteurs comparables, ou, dans le cas de l'évaluation quantitative de NMGC réalisée en 2024, selon des transactions faisant intervenir l'unité d'exploitation. Les hypothèses importantes utilisées pour estimer la juste valeur d'une unité d'exploitation au moyen de l'approche par le résultat portent sur les taux d'actualisation et les taux de croissance, les hypothèses sur la révision des tarifs, notamment en ce qui a trait au coût d'investissement futur, l'évaluation des pertes d'exploitation nettes des unités d'exploitation et les flux de trésorerie projetés liés à l'investissement et à l'exploitation. Des changements défavorables aux hypothèses décrites ci-dessus pourraient entraîner à l'avenir une perte de valeur importante de l'écart d'acquisition rattaché aux unités d'exploitation d'Emera.

Au 31 décembre 2024, l'écart d'acquisition d'Emera représente l'excédent du prix d'acquisition de TECO Energy, Inc. (unités d'exploitation TEC, PGS et NMGC) sur les justes valeurs attribuées aux actifs identifiables acquis et aux passifs pris en charge. Au troisième trimestre de 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Par conséquent, un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition a été effectué pour l'unité d'exploitation NMGC et la société a comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 210 millions de dollars (198 millions de dollars après impôts) ou 155 millions \$ US (146 millions \$ US après impôts). Le solde réduit de l'écart d'acquisition de NMGC de 303 millions de dollars est inclus dans l'unité NMGC classée comme détenue en vue de la vente. Se reporter à la note 23 pour en savoir davantage.

Au cours du quatrième trimestre de 2024, une évaluation qualitative a été réalisée pour TEC en raison de l'excédent important de sa juste valeur par rapport à sa valeur comptable qui a été établie dans le cadre du dernier test de dépréciation quantitatif effectué au quatrième trimestre de 2023. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de cette unité d'exploitation dépasse sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Par conséquent, aucun test quantitatif n'a été requis. Compte tenu du temps écoulé depuis le dernier test de dépréciation quantitatif pour l'unité d'exploitation PGS, Emera a choisi de ne pas réaliser d'évaluation qualitative et de procéder plutôt à un test de dépréciation quantitatif au cours du quatrième trimestre de 2024 en utilisant une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché. Selon ce test, la juste valeur de l'unité d'exploitation PGS dépassait sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et par conséquent aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

### IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES ET CRÉDITS D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT

Emera constate les actifs et passifs d'impôts reportés pour tenir compte des incidences fiscales futures d'événements qui ont été inclus dans les états financiers ou les déclarations de revenus. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont calculés d'après l'écart existant entre la valeur comptable des actifs et passifs aux bilans consolidés et leur valeur fiscale respective en utilisant les taux d'imposition qui devraient être en vigueur pendant l'exercice au cours duquel les écarts devraient se résorber. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et passifs d'impôts reportés est comptabilisée dans les résultats au cours de la période où la modification entre en vigueur, sauf si elle doit être inscrite dans un compte d'actif réglementaire ou de passif réglementaire en vertu d'une loi ou d'une ordonnance émise par l'organisme de réglementation. Emera constate l'effet des positions fiscales uniquement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que ces positions seront réalisées. La direction examine l'information actuelle et historique disponible, y compris l'information prospective, et évalue la probabilité que les actifs d'impôts sur les bénéfices reportés seront recouverts à même le bénéfice imposable futur et formule des hypothèses sur le moment prévu de la résorption des actifs et passifs d'impôts sur les bénéfices reportés. Si la direction détermine par la suite qu'il est probable qu'une partie ou la totalité d'un actif d'impôts reportés ne sera pas réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour tenir compte du montant d'actif d'impôts reportés qui devrait se réaliser.

En général, les crédits d'impôt à l'investissement sont constatés à titre de réduction de la charge d'impôts de la période écoulée ou de périodes futures dans la mesure où la réalisation d'une telle économie est plus probable qu'improbable. Les crédits d'impôt à l'investissement réalisés sur les actifs réglementaires par TEC, PGS et NMGC sont reportés et amortis comme l'exigent les pratiques réglementaires.

TEC, PGS, NMGC et BLPC recouvrent des impôts sur les bénéfices auprès des clients en fonction des impôts sur les bénéfices exigibles et reportés. NSPI, NSPML et le gazoduc Brunswick recouvrent des impôts sur les bénéfices auprès des clients en fonction des impôts sur les bénéfices à payer, sauf les impôts sur les bénéfices reportés applicables à certains soldes réglementaires spécifiquement prescrits par les organismes de réglementation. Pour le solde des impôts sur les bénéfices reportés réglementés, NSPI, NSPML et le gazoduc Brunswick constatent des actifs ou passifs réglementaires dans la mesure où ils prévoient recouvrer des impôts sur les bénéfices reportés auprès des clients ou rembourser ceux-ci aux clients au cours des exercices futurs. Ces actifs ou passifs réglementés ont été majorés au moyen de leur taux d'imposition respectif pour refléter les impôts sur les bénéfices associés aux produits futurs nécessaires pour financer ces passifs d'impôts reportés, et les économies d'impôts associées à une diminution des produits d'exploitation découlant de la réalisation d'actifs d'impôts reportés. GBPC n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfices.

Emera classe les intérêts et les pénalités associés aux économies d'impôts non comptabilisées respectivement dans les intérêts débiteurs et les charges d'exploitation. Se reporter à la note 11 pour en savoir davantage.

### INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET ACTIVITÉS DE COUVERTURE

La société gère son exposition aux risques d'exploitation et de marché normaux au titre des prix des produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt et du cours de l'action au moyen de protections contractuelles avec des contreparties, lorsque c'est possible, ainsi qu'au moyen d'instruments financiers, soit principalement des contrats de change à terme et des swaps de devises, des options de taux d'intérêt et des swaps de taux d'intérêt, des dérivés sur actions ainsi que des contrats à terme standardisés, des options, des contrats à terme de gré à gré et des swaps sur le charbon, le pétrole et le gaz. En outre, la société conclut des contrats visant l'achat et la vente de gaz naturel prévoyant la livraison. Les contrats prévoyant la livraison et les contrats financiers sont classés comme des instruments dérivés détenus à des fins de transaction. Collectivement, ces contrats et ces instruments financiers sont considérés comme des instruments dérivés.

La société constate la juste valeur de tous les instruments dérivés au bilan, sauf pour les instruments dérivés non financiers qui répondent aux critères d'exemption en matière d'achats et de ventes courants (« AVC »). Les contrats prévoyant la livraison qui satisfont aux critères d'exemption en matière d'AVC ne sont pas comptabilisés au bilan; ils sont constatés dans les résultats lorsqu'ils sont réglés. Un contrat prévoyant la livraison satisfait généralement aux critères d'exemption en matière d'AVC si l'opération est raisonnable en regard des besoins commerciaux de la société, si la contrepartie détient ou contrôle les ressources à proximité pour permettre la livraison des produits de base, si la société désire recevoir la livraison de ces produits et si elle estime que la contrepartie est solvable. La société évalue constamment les contrats désignés en vertu de l'exemption en matière d'AVC et cessera le traitement de ces contrats en vertu de cette exemption si les critères ne sont plus satisfaits.

Les instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences rigoureuses concernant la documentation et s'ils assurent une couverture efficace du risque relevé à leur entrée en vigueur et pendant leur durée. Particulièrement pour les couvertures de flux de trésorerie, la variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans le CAÉÉRÉ et comptabilisée dans les résultats au cours de la même période où la couverture de l'élément correspondant est réalisée. Lorsque les exigences de documentation ou d'efficacité ne sont pas respectées, les instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net de la période visée, à moins qu'elles ne soient reportées par suite de l'application de la comptabilité réglementaire.

Les instruments dérivés conclus par NSPI, NMGC et GBPC qui sont documentés comme des couvertures économiques ou pour lesquels la société ne s'est pas prévalue de l'exemption en matière d'AVC sont assujettis à un traitement comptable réglementaire. La variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée à titre d'actifs ou de passifs réglementaires. Le gain ou la perte est constaté dans l'élément couvert lorsque ce dernier est réglé. La direction estime que tout gain ou toute perte résultant du règlement de ces instruments dérivés liés au combustible pour la production d'électricité et à l'achat d'électricité sera remis aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci à même les tarifs futurs. TEC et PGS n'ont aucun instrument dérivé de couverture.

Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères ci-dessus sont désignés à titre d'instruments dérivés détenus à des fins de transaction, les variations de la juste valeur étant généralement comptabilisées dans le bénéfice net de la période. La société n'a pas choisi de classer des instruments dérivés dans la catégorie des instruments détenus à des fins de transaction lorsqu'un autre traitement comptable serait utilisé.

Emera classe les gains et pertes sur instruments dérivés comme une composante des produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés, du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité, ou dans les autres charges, les stocks et les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales en fonction de la nature de l'élément couvert économiquement. La capacité de transport découlant des opérations de commercialisation et de négociation de dérivés est comptabilisée comme un actif au poste « Débiteurs et autres actifs à court terme », et amortie sur la durée du contrat de transport. Les flux de trésorerie provenant des activités liées aux instruments dérivés sont présentés dans la même catégorie que l'élément couvert dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés. Les instruments dérivés servant à des fins autres que de couverture sont inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation dans les états des flux de trésorerie consolidés.

Les instruments dérivés, reflétés dans les bilans consolidés, ne sont pas compensés par la juste valeur du dépôt en garantie avec la même contrepartie. Les droits de réclamer le dépôt en garantie sont constatés dans les débiteurs et autres actifs à court terme, et les obligations de rembourser le dépôt en garantie sont constatées dans les créditeurs.

## CONTRATS DE LOCATION

À la date de passation d'un contrat, la société apprécie si une entente renferme un contrat de location en évaluant s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Emera a conclu des contrats de location avec des producteurs d'électricité indépendants et d'autres entreprises de services publics aux fins du respect de ses obligations annuelles d'achat d'énergie éolienne et hydroélectrique sur des périodes d'une durée variable, contrats qui sont classés comme des contrats de location-financement. Ces contrats ne sont pas présentés dans les bilans consolidés de la société puisque les paiements relatifs à ces derniers sont de nature variable et qu'il n'y a pas de paiements de loyer fixes minimaux. La charge locative liée à ces contrats de location figure au poste « Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés » dans les états des résultats consolidés.

Les obligations locatives et les actifs au titre de droits d'utilisation liés à des contrats de location simple sont comptabilisés dans les bilans consolidés à la date de début selon la valeur actualisée des paiements de loyer minimaux à recevoir sur la durée du contrat de location. Étant donné que la majorité des contrats de location d'Emera ne fournissent pas un taux d'intérêt implicite, le taux d'emprunt marginal à la date de début du contrat de location est utilisé pour déterminer la valeur actualisée des paiements de loyer à recevoir. La charge locative est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés.

Lorsque la société est le bailleur, un contrat est un contrat de location-vente s'il satisfait à certains critères et s'il transfère le contrôle du bien sous-jacent au preneur. Pour les contrats où les critères sont satisfaits par la présence d'une garantie de valeur résiduelle par un tiers, le contrat est un contrat de location-financement.

Pour les contrats de location-financement, la société comptabilise un placement net dans le contrat de location qui est composé de la somme des paiements de loyer minimaux et de la valeur résiduelle, déduction faite des frais accessoires estimatifs et des produits non acquis. La différence entre le placement brut et le coût de l'élément loué est comptabilisée comme produits non acquis au début du contrat de location. Les produits non acquis sont comptabilisés dans les résultats sur la durée du contrat de location au moyen d'un taux d'intérêt constant égal au taux de rendement interne du contrat de location.

La comptabilisation des contrats de location-vente est semblable à celle des contrats de location-financement; toutefois, la différence entre la juste valeur et la valeur comptable du bien loué est comptabilisée à la date de début du contrat de location au lieu d'être reportée sur la durée du contrat de location.

Emera a conclu certaines ententes contractuelles qui comprennent des composantes locatives et des composantes non locatives, que la direction a choisi de comptabiliser comme une seule composante de nature locative.

## TRÉSORERIE, ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE ET LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les équivalents de trésorerie consistent en des placements à court terme très liquides ayant une échéance initiale de trois mois ou moins à l'acquisition.

## DÉBITEURS ET PROVISION POUR PERTES DE CRÉDIT

Les comptes clients de services publics sont comptabilisés au montant facturé et ne portent pas intérêt. Les modalités de paiement normales pour les ventes d'électricité et de gaz sont d'environ 30 jours. Des frais de retard peuvent être imputés aux soldes après l'échéance. La société comptabilise des provisions pour les pertes de crédit afin de réduire des comptes clients les montants qui risquent d'être irrécouvrables. La direction estime les pertes de crédit liées aux débiteurs en tenant compte des pertes passées, des dépôts des clients, des faits actuels, des caractéristiques des comptes actuels, et des prévisions raisonnables et justifiables qui ont une incidence sur la recouvrabilité des montants présentés. Les provisions pour pertes de crédit sont passées en charges afin de maintenir la provision globale à un niveau considéré comme adéquat pour couvrir les pertes attendues. Les créances sont radiées et déduites de la provision lorsqu'elles sont réputées irrécouvrables.

## STOCKS

Les stocks de combustible et de matières sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants, sauf si des éléments indiquent que le coût moyen pondéré sera recouvré à même les tarifs futurs des clients.

## DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

### ACTIFS À LONG TERME :

Emera évalue si ses actifs à long terme et ses immobilisations incorporelles ont subi une dépréciation lorsque survient un événement déclencheur, comme une grave perturbation des marchés ou la vente d'une importante unité d'exploitation.

L'évaluation comprend la comparaison des flux de trésorerie futurs attendus non actualisés à la valeur comptable de l'actif. Lorsque l'analyse des flux de trésorerie non actualisés indique qu'un actif à long terme n'est pas recouvrable, le montant de la perte de valeur est déterminé en mesurant l'excédent de sa valeur comptable sur sa juste valeur estimative. Les hypothèses de la société liées aux résultats d'exploitation futurs ou à d'autres montants recouvrables sont fondées sur une combinaison des résultats passés, des analyses fondamentales économiques, de l'activité observée sur le marché et des études de marché indépendantes. Les attentes de la société à l'égard de l'utilisation et de la durée de conservation des actifs reposent sur les budgets et les prévisions à long terme internes qui tiennent compte de facteurs externes et des forces des marchés à chaque date de clôture. Les hypothèses formulées sont conformes aux approches généralement reconnues à l'échelle du secteur et aux hypothèses utilisées pour les activités d'évaluation et de tarification.

En 2024, une perte de valeur de 19 millions de dollars (14 millions de dollars après impôts) a été comptabilisée pour certains actifs, dont une tranche de 8 millions de dollars a été incluse sous « Autres produits nets » et une tranche de 11 millions de dollars a été incluse sous « Perte de valeur » dans les états des résultats consolidés. Aucune perte de valeur liée à des actifs à long terme n'a été comptabilisée en 2023.

### PLACEMENTS COMPTABILISÉS SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE :

La valeur comptable des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence est évaluée pour établir s'il y a eu dépréciation en comparant la juste valeur de ces placements à leur valeur comptable, si une évaluation de la juste valeur a été effectuée, ou en vérifiant la présence d'indices de dépréciation. Si une dépréciation existe et qu'elle est jugée durable, une charge égale à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement est constatée dans les résultats. Aucune dépréciation des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence n'a été requise en 2024 ni en 2023.

### ACTIFS FINANCIERS :

Les placements en titres de capitaux propres, outre ceux qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés. Les placements en titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement sont évalués au coût diminué de toute dépréciation, le cas échéant, majoré ou diminué des changements découlant des variations des cours observables dans le cadre de transactions normales touchant des placements identiques ou similaires. Aucune dépréciation des actifs financiers n'a été requise en 2024 ni en 2023.

## OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est comptabilisée s'il existe une obligation juridique à l'égard des coûts de cession ou d'enlèvement futurs résultant de la mise hors service permanente, de l'abandon ou de la vente d'un actif à long terme. Une obligation juridique peut exister par suite d'une loi ou d'un règlement existant ou promulgué, d'un contrat écrit ou verbal, ou d'une interprétation juridique selon la théorie de l'irrecevabilité d'une promesse.

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations représente la juste valeur des flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour s'acquitter de l'obligation future en utilisant le taux sans risque rajusté en fonction du crédit de la société. Les montants sont diminués des dépenses réelles engagées. Les flux de trésorerie futurs estimatifs sont fondés sur les études sur l'amortissement effectuées, les rapports sur la remise en état des lieux, les résultats passés, les durées de vie utile estimatives et les exigences réglementaires des gouvernements. La valeur actuelle du passif est constatée, et la valeur comptable de l'actif à long terme correspondant est accrue en conséquence. Le montant capitalisé au début des activités est amorti de la même manière que l'actif à long terme correspondant. Au fil du temps, le passif est désactualisé à sa valeur future estimative. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comprises dans « Autres passifs à long terme » et la charge de désactualisation est incluse dans l'amortissement. Toute charge de désactualisation réglementaire non encore approuvée par l'organisme de réglementation est comptabilisée dans les immobilisations corporelles et incluse dans la prochaine étude sur l'amortissement.

Certains des actifs de transport et de distribution de la société pouvaient être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations conditionnelles qui ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés, la juste valeur de celles-ci ne pouvant être raisonnablement estimée en raison du manque d'information. Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations conditionnelle renvoie à une obligation juridique d'effectuer une mise hors service d'immobilisations dont le calendrier ou le mode de règlement dépend d'un événement futur qui relève ou non du contrôle de l'entité. La direction surveille ces obligations, et un passif est comptabilisé à la juste valeur dans la période où un montant peut être déterminé.

### COÛTS D'ENLÈVEMENT

TEC, PGS, NMGC et NSPI comptabilisent les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comme des passifs réglementaires ou des actifs réglementaires. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent les fonds reçus des clients selon les taux d'amortissement pour couvrir les coûts estimatifs futurs d'enlèvement d'immobilisations corporelles non requis par la loi au moment de la mise hors service. Les sociétés comptabilisent des provisions pour les coûts d'enlèvement tout au long de la durée de vie des actifs correspondants en fonction des études sur l'amortissement approuvées par leurs organismes de réglementation respectifs. Les coûts sont estimés selon les résultats passés et les attentes futures, compte tenu du moment prévu des sorties de fonds futures estimatives.

### RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

La société offre plusieurs régimes de rémunération à base d'actions, soit un régime d'options sur actions ordinaires à l'intention des dirigeants de la société, un régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés, un régime d'unités d'actions différées, un régime d'unités d'actions liées au rendement et un régime d'unités d'actions incessibles. La société comptabilise ses régimes selon la méthode de la juste valeur pour la rémunération à base d'actions. La charge de rémunération à base d'actions est évaluée à la date d'attribution, d'après la juste valeur calculée de l'attribution, et est comptabilisée comme une charge sur la période de services requis de l'employé ou de l'administrateur en utilisant la méthode graduelle d'acquisition des droits. Les régimes de rémunération à base d'actions comptabilisés à titre de passifs sont initialement évalués à la juste valeur et réévalués à la juste valeur chaque date de clôture, la variation du passif étant comptabilisée dans les résultats.

### AVANTAGES SOCIAUX

Les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite à l'intention des employés sont passés en charges au cours des périodes où les employés rendent les services. La société constate la situation de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite au bilan, ainsi que les changements de la situation de capitalisation pendant l'exercice au cours duquel ceux-ci surviennent. La société constate les gains et pertes non amortis et les coûts au titre des services passés dans le CAÉRE ou les actifs réglementaires des bilans consolidés. Les composantes du coût net des prestations autres que la composante du coût au titre des services passés sont présentées dans les autres produits nets dans les états des résultats consolidés. Se reporter à la note 22 pour en savoir davantage.

### SUBVENTIONS GOUVERNEMENTALES

La société comptabilise les subventions publiques en appliquant un modèle de comptabilisation des subventions par analogie avec la Norme comptable internationale (« IAS ») 20, *Comptabilisation des subventions publiques et informations à fournir sur l'aide publique*. Une subvention liée à un actif est prise en compte dans la détermination de la valeur comptable de l'actif. Une subvention liée au bénéfice est présentée en déduction de la charge connexe qu'elle est censée compenser.

En 2024, la société a reçu des subventions gouvernementales totalisant 47 millions de dollars (7 millions de dollars en 2023) de divers organismes gouvernementaux canadiens et américains pour des projets en immobilisations compris dans les immobilisations corporelles. Les projets en immobilisations pour lesquels des subventions sont reçues concernent principalement les initiatives de décarbonation et de conformité environnementale de la société. Voir ci-après pour de plus amples renseignements sur les programmes de subventions importants utilisés en 2024 et 2023.

### PROGRAMME DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTELLIGENTES ET DE TRAJECTOIRES D'ÉLECTRIFICATION (« ÉRITE ») DE RESSOURCES NATURELLES CANADA (« RNCAN »)

Le 27 mars 2024, NSPI a reçu l'approbation d'une subvention dans le cadre du Programme ÉRITE RNCAN visant le financement de la construction de trois systèmes de stockage par batteries de 50 MW en Nouvelle-Écosse. NSPI peut réclamer, en vertu de la subvention, 33 % des coûts admissibles engagés dans le cadre du projet jusqu'à concurrence de 109 millions de dollars. Les coûts admissibles peuvent être engagés jusqu'au 31 mars 2027. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, NSPI a reçu des fonds de 26 millions de dollars (néant en 2023) au titre de la subvention, qui a été comptabilisée en réduction de la valeur comptable du projet dans les immobilisations corporelles.

## 2. Modifications de méthode comptable

La nouvelle méthode comptable conforme aux PCGR des États-Unis qui s'applique à la société, et qui a été adoptée par celle-ci en 2024, est décrite ci-dessous :

### AMÉLIORATIONS APPORTÉES AUX OBLIGATIONS D'INFORMATIONS À L'ÉGARD DES SECTEURS ISOLABLES

La société a adopté l'Accounting Standard Update (« ASU ») 2023-07, *Segment Reporting (Topic 280), Improvements to Reportable Segment Disclosures*. La modification apportée à la norme améliore les obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables, principalement en exigeant des informations plus détaillées sur les dépenses sectorielles importantes. Les modifications améliorent la présentation de l'information financière en exigeant la présentation d'informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire à toutes les sociétés ouvertes afin de permettre aux investisseurs d'élaborer des analyses financières plus utiles à la prise de décisions. La norme est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2023, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption de la norme a donné lieu à la présentation d'informations qualitatives supplémentaires à la note 5.

## 3. Prises de position comptables futures

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais comme il est permis elles n'ont pas encore été adoptées par Emera. Les ASU qui ne sont pas énumérées ci-après ont été évaluées et jugées non applicables pour la société ou ayant une incidence non significative sur les états financiers consolidés.

### VENTILATION DES POSTES DE CHARGES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

En novembre 2024, le FASB a publié l'ASU 2024-03, *Income Statement Reporting-Comprehensive Income-Expense Disaggregation Disclosures (Subtopic 220-40): Disaggregation of Income Statement Expenses*. La mise à jour de la norme améliore les informations à fournir à l'égard des charges d'une entité à capital ouvert en exigeant la présentation d'informations plus détaillées sur les types de charges (dont les achats de stocks, la rémunération du personnel et l'amortissement) comprises dans les postes de charges de l'état des résultats. La norme sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2026, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2027. L'adoption anticipée est permise. La mise à jour de la norme doit être appliquée prospectivement, 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.

### AMÉLIORATIONS APPORTÉES AUX OBLIGATIONS D'INFORMATIONS À L'ÉGARD DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*. La norme favorise la transparence, l'utilité décisionnelle et l'efficacité des informations à fournir à l'égard de l'impôt sur les bénéfices en exigeant des catégories uniformes et une ventilation plus détaillée de l'information liée au rapprochement des impôts sur les bénéfices calculés à l'aide du taux d'imposition prévu par la loi en vigueur avec le montant réel des impôts sur les bénéfices et le taux d'imposition effectif, ainsi que la ventilation des impôts sur les bénéfices payés (remboursés) par territoire. La norme exige également de fournir l'information sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices et la charge (le recouvrement) d'impôts sur les bénéfices conformément au règlement *SX 210.4-08(h), Rules of General Application - General Notes to Financial Statements: Income Tax Expense* de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et de supprimer les informations qui ne sont plus considérées comme avantageuses sur le plan économique ou pertinentes. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon prospective, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la norme sur les informations à fournir dans ses états financiers consolidés.

## 4. Cessions

### VENTE EN COURS DE NMGC

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de sa filiale en propriété exclusive indirecte NMGC pour une valeur d'entreprise totale d'environ 1,3 milliard \$ US, qui comprend un produit en trésorerie, le transfert de la dette et des ajustements de clôture habituels. La clôture de la transaction devrait avoir lieu à la fin de 2025, sous réserve de l'obtention de certaines approbations, y compris celle de la NMPRC. En raison de la vente en cours, les actifs et passifs de NMGC sont classés comme détenus en vue de la vente.

Du fait que le produit de la transaction sera inférieur à la valeur comptable des actifs et des passifs vendus, Emera a évalué l'unité d'exploitation NMGC pour déterminer si l'écart d'acquisition s'était déprécié en comparant la juste valeur du produit de la transaction prévu à la valeur comptable des actifs nets, y compris l'écart d'acquisition de 366 millions \$ US (« valeur comptable de NMGC »). L'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation a été déterminé comme étant déprécié et une perte de valeur de l'écart d'acquisition sans effet sur la trésorerie de 210 millions de dollars (198 millions de dollars après impôts) ou de 155 millions \$ US (146 millions \$ US après impôts) a été comptabilisée au poste « Perte de valeur » dans les états des résultats consolidés au troisième trimestre de 2024.

Après l'évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition, les actifs et passifs détenus en vue de la vente ont été évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'évaluation a donné lieu à une perte additionnelle de 16 millions de dollars (12 millions de dollars après impôts) au titre des coûts de transaction futurs estimatifs, en plus des coûts de transaction engagés de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) comptabilisés dans les « Autres produits nets » aux états des résultats consolidés condensés du troisième trimestre de 2024.

La société continuera de comptabiliser l'amortissement des actifs de NMGC jusqu'à la date de clôture de la transaction, puisque l'amortissement continue d'être reflété dans les tarifs des clients et sera pris en compte dans la valeur comptable reportée des actifs au moment de la vente. Un amortissement de 26 millions de dollars (19 millions \$ US) a été comptabilisé à l'égard de ces actifs du 5 août 2024, date à laquelle ils ont été classés comme détenus en vue de la vente, au 31 décembre 2024.

Le tableau suivant présente les actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente :

Au en millions de dollars	31 décembre 2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 \$
Stocks	9
Instruments dérivés	1
Actifs réglementaires	28
Débiteurs et autres actifs à court terme	127
<b>Actifs à court terme détenus en vue de la vente</b>	<b>173 \$</b>
Immobilisations corporelles	1 828
Actifs réglementaires	6
Écart d'acquisition	303
Autres actifs à long terme	23
<b>Actifs à long terme détenus en vue de la vente</b>	<b>2 160 \$</b>
<b>Total des actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>2 333 \$</b>
Dette à court terme	46 \$
Instruments dérivés	1
Passifs réglementaires	10
Créditeurs et autres passifs à court terme	155
<b>Passifs à court terme liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>212</b>
Dette à long terme	696
Impôts sur les bénéfices reportés	167
Passifs réglementaires	274
Autres passifs à long terme	11
<b>Passifs à long terme liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>1 148 \$</b>
<b>Total des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>1 360 \$</b>

## VENTE DE LA PARTICIPATION DANS LIL

Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation minoritaire indirecte de 31,1 % dans LIL pour une valeur transactionnelle totale de 1,2 milliard de dollars, dont un produit en trésorerie de 957 millions de dollars et un montant de 235 millions de dollars pour la prise en charge de l'obligation contractuelle d'Emera à l'égard du financement de la tranche restante des dépenses d'investissement initiales, ce qui représente une participation additionnelle dans LIL pour l'acquéreur. Une tranche de 30 millions de dollars du produit en trésorerie tiré de la vente est entiercée en attendant la conclusion de certaines ententes avec le commandité de LIL. Le produit en trésorerie entiercé à recevoir est détenu à la juste valeur et inclus dans le gain à la vente, déduction faite des coûts de transaction. Au 31 décembre 2024, la juste valeur estimative du produit en trésorerie entiercé à recevoir s'élevait à 25 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2024, un gain à la vente, déduction faite des coûts de transaction, de 182 millions de dollars (107 millions de dollars après impôts et coûts de transaction) a été comptabilisé dans les « Autres produits nets » aux états des résultats consolidés et inclus dans le secteur Divers. Au quatrième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé des économies d'impôts de 22 millions de dollars en raison de la résorption d'une provision pour moins-value d'un exercice antérieur liée aux pertes reportées en avant utilisées pour réduire une partie du gain en capital imposable à la vente de LIL. Ces économies d'impôts ont été comptabilisées sous le poste « (Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices » aux états des résultats consolidés au quatrième trimestre de 2024 et inclus dans le secteur Divers.

## 5. Information sectorielle

Emera présente séparément ses secteurs isolables en raison notamment de la diversité de leur cadre d'exploitation, de leur cadre réglementaire et de leurs zones géographiques. Les secteurs sont présentés en fonction des produits, du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du total de l'actif de chaque filiale, tels qu'ils sont présentés au principal décideur de l'exploitation de la société (« PDES »). Le principal décideur de l'exploitation d'Emera est le chef de la direction.

Pour les secteurs isolables de la société, le PDES utilise plusieurs mesures pour affecter les capitaux et les ressources à chaque secteur, principalement dans le cadre des processus de budgétisation et de prévisions annuels. Le PDES évalue le rendement des secteurs en tenant compte, chaque mois, des variations entre le budget et les résultats réels pour ces mesures. La mesure utilisée par le PDES qui est la plus conforme aux principes d'évaluation des PCGR des États-Unis est le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations intersectorielles	Total
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024</b>							
Produits d'exploitation provenant de clients externes <sup>1)</sup>	3 451 \$	1 855 \$	1 595 \$	566 \$	(267) \$	– \$	<b>7 200 \$</b>
Produits intersectoriels <sup>1)</sup>	9	–	14	–	19	(42)	–
Total des produits d'exploitation	3 460	1 855	1 609	566	(248)	(42)	<b>7 200</b>
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	852	859	–	295	–	(14)	<b>1 992</b>
Coût réglementé du gaz naturel	–	–	396	–	–	–	<b>396</b>
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	779	408	454	143	154	(20)	<b>1 918</b>
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	273	48	103	3	–	–	<b>427</b>
Amortissement	622	282	182	69	7	–	<b>1 162</b>
Pertes de valeur	–	–	11	–	214	–	<b>225</b>
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	–	73	20	4	2	–	<b>99</b>
Autres produits nets	66	28	16	12	73	8	<b>203</b>
Intérêts débiteurs nets <sup>2)</sup>	265	168	151	22	367	–	<b>973</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	94	(41)	89	1	(302)	–	<b>(159)</b>
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	–	–	–	1	–	–	<b>1</b>
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	73	–	<b>73</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	641 \$	232 \$	259 \$	48 \$	(686) \$	– \$	<b>494 \$</b>
Dépenses en immobilisations	1 942 \$	481 \$	619 \$	81 \$	4 \$	– \$	<b>3 127 \$</b>
<b>Au 31 décembre 2024</b>							
Total de l'actif	24 375 \$	7 609 \$	8 439 \$	1 444 \$	1 810 \$	(726) \$	<b>42 951 \$</b>
Placements sous influence notable	– \$	475 \$	124 \$	55 \$	– \$	– \$	<b>654 \$</b>
Écart d'acquisition	5 035 \$	– \$	823 \$	– \$	– \$	– \$	<b>5 858 \$</b>

1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés. La direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ou du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers de 29 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations intersectorielles	Total
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023</b>							
Produits d'exploitation provenant de clients externes <sup>1)</sup>	3 548 \$	1 671 \$	1 510 \$	526 \$	308 \$	– \$	7 563 \$
Produits intersectoriels <sup>1)</sup>	8	–	14	–	31	(53)	–
Total des produits d'exploitation	3 556	1 671	1 524	526	339	(53)	7 563
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	920	699	–	275	–	(13)	1 881
Coût réglementé du gaz naturel	–	–	527	–	–	–	527
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	830	384	405	130	151	(21)	1 879
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	289	45	91	3	5	–	433
Amortissement	571	276	126	68	8	–	1 049
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	–	109	21	4	12	–	146
Autres produits nets	69	32	11	7	20	19	158
Intérêts débiteurs nets <sup>2)</sup>	271	170	129	23	332	–	925
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	117	(9)	64	–	(44)	–	128
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	–	–	–	1	–	–	1
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	66	–	66
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	627 \$	247 \$	214 \$	37 \$	(147) \$	– \$	978 \$
Dépenses en immobilisations	1 736 \$	450 \$	664 \$	63 \$	8 \$	– \$	2 921 \$
<b>Au 31 décembre 2023</b>							
Total de l'actif	21 119 \$	8 634 \$	7 735 \$	1 311 \$	1 938 \$	(1 257) \$	39 480 \$
Placements sous influence notable	– \$	1 236 \$	118 \$	48 \$	– \$	– \$	1 402 \$
Écart d'acquisition	4 628 \$	– \$	1 240 \$	– \$	3 \$	– \$	5 871 \$

1) Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés. La direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ou du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics d'électricité en Floride, Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, et Divers de 95 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

## INFORMATION GÉOGRAPHIQUE

Produits (fondés sur le pays d'origine du produit vendu ou du service fourni) :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
États-Unis	4 712 \$	5 310 \$
Canada	1 922	1 727
Barbade	427	389
Bahamas	139	137
	7 200 \$	7 563 \$

Immobilisations corporelles :

Aux en millions de dollars	31 décembre	
	2024	2023
États-Unis <sup>1)</sup>	20 084 \$	18 588 \$
Canada	5 068	4 878
Barbade	645	576
Bahamas	371	334
	26 168 \$	24 376 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente et exclus du tableau ci-dessus. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

## 6. Produits

Le tableau suivant présente la ventilation des produits de la société par sources principales :

en millions de dollars	Électricité			Gaz	Autres		Total
	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Divers	Éliminations intersectorielles	
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024</b>							
<b>Produits tirés des activités à tarifs réglementés</b>							
Secteur résidentiel	2 063 \$	997 \$	203 \$	712 \$	– \$	– \$	3 975 \$
Secteur commercial	939	499	300	496	–	–	2 234
Secteur industriel	223	276	28	94	–	(14)	607
Autres entreprises de services publics d'électricité	372	41	7	–	–	–	420
Reports réglementaires	(157)	–	15	–	–	–	(142)
Divers <sup>1)</sup>	20	42	13	224	–	(9)	290
Produits financiers <sup>2), 3)</sup>	–	–	–	63	–	–	63
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	3 460 \$	1 855 \$	566 \$	1 589 \$	– \$	(23) \$	7 447 \$
<b>Produits tirés des activités à tarifs non réglementés</b>							
Commercialisation et négociation <sup>4)</sup>	–	–	–	–	77	–	77
Autres activités à tarifs non réglementés	–	–	–	20	32	(24)	28
Réévaluation à la valeur de marché <sup>3)</sup>	–	–	–	–	(357)	5	(352)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	– \$	– \$	– \$	20 \$	(248) \$	(19) \$	(247) \$
<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>3 460 \$</b>	<b>1 855 \$</b>	<b>566 \$</b>	<b>1 609 \$</b>	<b>(248) \$</b>	<b>(42) \$</b>	<b>7 200 \$</b>
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023</b>							
<b>Produits tirés des activités à tarifs réglementés</b>							
Secteur résidentiel	2 307 \$	910 \$	183 \$	724 \$	– \$	– \$	4 124 \$
Secteur commercial	1 083	463	285	425	–	–	2 256
Secteur industriel	274	219	33	93	–	(13)	606
Autres entreprises de services publics d'électricité	395	41	7	–	–	–	443
Reports réglementaires	(522)	–	12	–	–	–	(510)
Divers <sup>1)</sup>	19	38	6	199	–	(8)	254
Produits financiers <sup>2), 3)</sup>	–	–	–	62	–	–	62
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	3 556 \$	1 671 \$	526 \$	1 503 \$	– \$	(21)	7 235 \$
<b>Produits tirés des activités à tarifs non réglementés</b>							
Commercialisation et négociation <sup>4)</sup>	–	–	–	–	96	–	96
Autres activités à tarifs non réglementés	–	–	–	21	27	(23)	25
Réévaluation à la valeur de marché <sup>3)</sup>	–	–	–	–	216	(9)	207
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	– \$	– \$	– \$	21 \$	339 \$	(32)	328 \$
<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>3 556 \$</b>	<b>1 671 \$</b>	<b>526 \$</b>	<b>1 524 \$</b>	<b>339 \$</b>	<b>(53) \$</b>	<b>7 563 \$</b>

1) Le secteur Divers comprend les produits de location, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

2) Produits liés à la convention de services du gazoduc Brunswick conclue avec Repsol Energy Canada.

3) Produits qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprennent les gains (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques, qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

### OBLIGATIONS DE PRESTATION QUI RESTENT À REMPLIR :

Les obligations de prestation qui restent à remplir se composent principalement de contrats de transport de gaz, de contrats d'éclairage et d'ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 31 décembre 2024, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 495 millions de dollars (488 millions de dollars en 2023), y compris 3 millions de dollars liés à NMGC. Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 135 millions de dollars liées à un contrat de transport de gaz entre SeaCoast et PGS venant à échéance en 2040. Ce montant exclut les contrats ayant une durée prévue initiale de un an ou moins et les montants variables qu'Emera comptabilise dans les produits au montant qu'elle a le droit de facturer pour les services fournis. Emera prévoit comptabiliser des produits liés aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'en 2044.

## 7. Actifs et passifs réglementaires

Les actifs réglementaires représentent les coûts prudemment engagés qui ont été constatés d'avance parce qu'il est probable qu'ils seront recouverts à même les tarifs ou les droits futurs perçus auprès des clients. La direction estime que les actifs réglementaires existants vont probablement être recouverts, puisque la société a reçu l'approbation nécessaire de l'organisme de réglementation approprié ou en raison d'un précédent réglementaire établi dans des circonstances semblables. Si la direction ne considère plus qu'il est probable qu'un actif sera recouvert, les coûts reportés sont comptabilisés dans les résultats.

Les passifs réglementaires représentent les obligations de verser des remboursements aux clients ou de réduire les produits futurs en raison des recouvrements précédents. Si la direction ne considère plus qu'il est probable qu'un passif sera réglé, le montant correspondant est constaté dans les résultats.

L'amortissement des actifs et passifs réglementaires est approuvé par l'organisme de réglementation respectif.

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024 <sup>1)</sup>	31 décembre 2023
<b>Actifs réglementaires</b>		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 227 \$	1 233 \$
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	737	671
Clauses de recouvrement des coûts pour tempêtes	613	52
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite - soins de santé	395	364
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés aux composantes de l'unité 1 de Polk mises hors service	205	–
Reports liés aux instruments dérivés	42	88
Clauses de recouvrement des coûts	33	151
Mesures environnementales correctives	29	26
Recouvrement des coûts irrécupérables	27	25
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	–	395
Divers <sup>2)</sup>	119	100
	<b>3 427 \$</b>	<b>3 105 \$</b>
À court terme	595 \$	339 \$
À long terme	2 832	2 766
Total des actifs réglementaires	<b>3 427 \$</b>	<b>3 105 \$</b>
<b>Passifs réglementaires</b>		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	828	830
Provision cumulée - coûts d'enlèvement	733	849
Clauses de recouvrement des coûts	121	32
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	56	–
Reports liés aux instruments dérivés	44	17
Fonds d'autoassurance par BLPC (« FAS ») (note 33)	32	29
Divers <sup>2)</sup>	66	15
	<b>1 880 \$</b>	<b>1 772 \$</b>
À court terme	262 \$	168 \$
À long terme	1 618	1 604
Total des passifs réglementaires	<b>1 880 \$</b>	<b>1 772 \$</b>

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente et exclus du tableau ci-dessus. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

2) Comprennent les actifs et passifs réglementaires qui ne sont pas individuellement significatifs.

### ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES D'IMPÔTS REPORTÉS

Un actif ou passif réglementaire est constaté dans la mesure où la société s'attend à recouvrer des impôts sur les bénéfices reportés auprès des clients ou à les rembourser à ceux-ci au cours des exercices futurs, le cas échéant.

### RECouvrement par TEC des Coûts d'Investissement liés à la Mise hors Service Anticipée d'Actifs

Représente la valeur comptable nette résiduelle des unités 1 à 3 de la centrale Big Bend et des compteurs intelligents qui ont été mis hors service de manière anticipée. Le solde génère un rendement à un taux conforme aux règles de la FPSC et est recouvert et reflété dans les factures des clients, sous un poste distinct, sur une période de 15 ans, à compter de janvier 2022.

## CLAUSES DE RECOUVREMENT DES COÛTS POUR TEMPÊTES

### PROVISION POUR TEMPÊTES PAR TEC ET PGS :

La provision pour tempêtes est prévue pour les ouragans et autres tempêtes qui peuvent causer d'importants dommages au réseau de TEC et de PGS. Comme le permet la FPSC, si les charges défalquées de la provision pour tempêtes dépassent le montant du passif lié à la provision pour tempêtes, l'excédent doit être comptabilisé comme un actif réglementaire. TEC et PGS peuvent déposer auprès de la FPSC une demande visant à recouvrer les coûts de remise en état sur une période de 12 mois ou plus, selon ce qui sera établi par la FPSC, ainsi qu'à renflouer sa provision.

### AVENANT EN MATIÈRE DE TEMPÊTES PAR NSPI :

NSPI a recours à un avenant en matière de tempêtes approuvé par la Régie pour 2023, 2024 et 2025. Il donne à NSPI la capacité de déposer une demande de recouvrement de coûts auprès de la Régie si les charges de remise en état liées aux tempêtes dépassent le montant approximatif de 10 millions de dollars pour un exercice donné. L'avenant en matière de tempêtes est entré en vigueur à la date de la demande de hausse tarifaire générale. La demande de report et de recouvrement de l'avenant en matière de tempêtes est présentée dans l'année qui suit celle où les coûts sont engagés, et le recouvrement commence dans l'année qui suit celle de la demande.

### COÛTS DE REMISE EN ÉTAT LIÉS AUX TEMPÊTES PAR GBPC :

Cet actif comprend les coûts de remise en état liés aux tempêtes engagés par GBPC relativement à l'ouragan Dorian en 2020 et à l'ouragan Matthew en 2016.

## RÉGIME DE RETRAITE ET RÉGIME D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE - SOINS DE SANTÉ

Cet actif est principalement lié à des coûts reportés au titre du régime de retraite et du régime d'avantages complémentaires de retraite de TEC, de PGS et, en 2023, de NMGC. Les coûts reportés des avantages complémentaires de retraite qui sont inclus dans les charges sont comptabilisés à titre de coût du service aux fins de l'établissement des taux, conformément aux règles de la FPSC et de la New Mexico Public Regulation Commission (« NMPRC »), selon le cas, et amortis sur la durée de service restante des participants du régime.

## RECOUVREMENT PAR TEC DES COÛTS D'INVESTISSEMENT LIÉS AUX COMPOSANTES DE L'UNITÉ 1 DE POLK MISES HORS SERVICE

Cet actif réglementaire est lié à la valeur comptable nette résiduelle de certaines composantes de l'unité 1 de Polk qui ont été mises hors service de manière anticipée le 31 décembre 2024. Le solde génère un rendement à un taux conforme aux règles de la FPSC et sera recouvert au moyen des tarifs de base sur une période de 11 ans, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025.

## REPORTS LIÉS AUX INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Cet actif est principalement lié aux variations de la juste valeur des instruments dérivés qui sont documentés comme des couvertures économiques ou qui ne sont pas admissibles à l'exemption en matière d'AVC, lesquelles variations sont reportées par NSPI à titre d'actifs ou de passifs réglementaires comme il a été approuvé par la Régie. Au moment du règlement de l'élément couvert, le gain ou la perte réalisé(e) est comptabilisé(e) dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés, dans les autres produits, dans les stocks ou dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, selon la nature de l'élément couvert économiquement.

## CLAUSES DE RECOUVREMENT DES COÛTS

Ces actifs et passifs sont liés aux clauses et avenants de TEC, de PGS et, en 2023, de NMGC. Ils font l'objet d'un recouvrement ou d'un remboursement dollar pour dollar dans le cadre de mécanismes de recouvrement des coûts approuvés par la FPSC ou la NMPRC, selon le cas, au cours d'une période ultérieure.

## MESURES ENVIRONNEMENTALES CORRECTIVES

Cet actif est principalement lié aux coûts des mesures environnementales correctives adoptées par PGS pour des sites d'usines de gaz manufacturé. Le solde est inclus dans la base tarifaire, compensant en partie le passif connexe, et produit un rendement à un taux conforme aux règles de la FPSC. Le calendrier de recouvrement est établi d'après l'entente de règlement approuvée par la FPSC.

## RECOUVREMENT DES COÛTS IRRÉCUPÉRABLES

En raison de la mise hors service de la turbine à vapeur de GBPC en 2012, la Grand Bahama Port Authority (« GBPA ») a approuvé le recouvrement de 21 millions \$ US de coûts irrécupérables au moyen des tarifs d'électricité; le recouvrement est inclus dans la base tarifaire et devrait être compris dans les tarifs des exercices à venir.

## MÉCANISME DE RAJUSTEMENT ATTRIBUABLE AU PRIX DU COMBUSTIBLE DE NSPI

NSPI a recours à un mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible approuvé par la Régie lui permettant de recouvrer les coûts variables liés au combustible et certains coûts liés au combustible auprès des clients au moyen de rajustements tarifaires périodiques. Les différences entre les coûts du combustible engagés prudemment, les taux de recouvrement des coûts et les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'un exercice sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire et recouvrées auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours de périodes futures.

## PROVISION CUMULÉE - COÛTS D'ENLÈVEMENT

Cet actif ou passif réglementaire correspond à la provision pour les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans TEC, PGS, NSPI et, en 2023, NMGC. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent la juste valeur des flux de trésorerie estimatifs liés à l'obligation juridique de la société de mettre ses immobilisations corporelles hors service. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent les fonds estimatifs reçus des clients selon les taux d'amortissement pour couvrir les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations corporelles non requis par la loi au moment de la mise hors service, qui sont portés en réduction de la base tarifaire aux fins de l'établissement des tarifs. Ce passif est réduit lorsque les coûts d'enlèvement sont engagés et augmenté lorsque l'amortissement est comptabilisé au titre des actifs existants ou que de nouveaux actifs entrent en service.

## Cadre réglementaire et mises à jour

### ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN FLORIDE

TEC est réglementée par la FPSC et est aussi assujettie à la réglementation de la Federal Energy Regulatory Commission. La FPSC établit les tarifs à un niveau qui permet aux services publics comme TEC de percevoir les produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation de leurs services, majoré d'un rendement du capital investi approprié. Les tarifs de base sont déterminés lors d'audiences de la FPSC visant l'établissement des tarifs. Ces audiences peuvent être tenues à la demande de TEC, de la FPSC ou d'une autre partie intéressée.

Le rendement des capitaux propres réglementé approuvé de TEC pour 2024 et 2023 était de 9,25 % à 11,25 %, selon une structure du capital autorisée composée à 54 % de capitaux propres. Un rendement des capitaux propres de 10,20 % (10,20 % en 2023) est utilisé pour le calcul du rendement du capital investi en vertu des clauses.

#### Tarifs de base :

Le 2 avril 2024, TEC a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la FPSC. Le 3 décembre 2024, la FPSC a rendu une décision qui prévoit des hausses des tarifs de base annuelles de 185 millions \$ US en 2025 et des ajustements respectivement de 87 millions \$ US et 9 millions \$ US en 2026 et 2027. Les capitaux de la structure du capital autorisée continueront de provenir à hauteur de 54 % de capitaux d'investisseurs, la fourchette de rendement des capitaux propres autorisée étant de 9,50 % à 11,50 %, avec un point médian de 10,50 %. Le 3 février 2025, la FPSC a émis une ordonnance finale approuvant la décision, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Le 18 février 2025, une requête en réexamen visant certains aspects de la demande de révision des tarifs a été déposée auprès de la FPSC.

Le 16 août 2023, TEC a déposé une demande en vue de mettre en œuvre les dispositions relatives au rajustement des tarifs de base de production de 2024, conformément à l'entente de règlement approuvée en 2021 à l'égard de sa demande de révision des tarifs. Compte tenu du rajustement au rendement des capitaux propres de TEC, l'augmentation de 22 millions \$ US a été approuvée par la FPSC le 17 novembre 2023.

#### Recouvrement du combustible et autres clauses de recouvrement des coûts :

TEC a une clause de recouvrement du combustible approuvée par la FPSC qui lui permet de recouvrer les montants au titre des variations des charges liées au combustible auprès des clients en effectuant des rajustements tarifaires annuels. La FPSC approuve annuellement les taux de recouvrement des coûts liés à l'achat d'électricité, la capacité, l'environnement et la conservation, y compris un rendement du capital investi. Les différences entre les coûts du combustible engagés prudemment, les taux de recouvrement des coûts et les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'un exercice sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire et recouvrées auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours de périodes futures.

Le 2 avril 2024, TEC a demandé un rajustement en cours de route de ses charges liées au combustible et à la capacité, reflétant une réduction de 138 millions \$ US sur 12 mois, soit de juin 2024 à mai 2025. La réduction demandée était attribuable à une baisse des prix du gaz naturel réels et projetés pour 2024 depuis que TEC a présenté ses coûts projetés pour 2024 à l'automne 2023. Le 7 mai 2024, la FPSC a approuvé ce rajustement.

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé un rajustement de ses charges liées au combustible afin de recouvrer le sous-recouvrement du combustible pour 2022, d'un montant de 518 millions \$ US, sur une période de 21 mois. La demande concernait également un rajustement des coûts du combustible projetés pour 2023, à savoir une réduction projetée de 170 millions \$ US pour le reste de 2023, dans le but de refléter la baisse des prix du gaz naturel depuis septembre 2022. Les modifications ont été approuvées par la FPSC le 7 mars 2023 et sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023.

#### Provision pour tempêtes :

Le 26 septembre 2024, l'ouragan Helene est passé à 160 km (100 milles) à l'ouest de Tampa et a touché terre à environ 322 km (200 milles) au nord de Tampa, dans le comté de Taylor, avec une force de catégorie 4. Le territoire de service de TEC a été touché par les vents de tempête tropicale et l'onde de tempête, ce qui s'est répercuté sur un nombre record de clients sur 100 000. En date du 31 décembre 2024, TEC avait reporté un montant de 49 millions \$ US à la provision pour tempêtes aux fins de recouvrement futur.

Le 9 octobre 2024, l'ouragan Milton a touché terre à environ 80 km (50 milles) au sud de Tampa, près de Sarasota, et a été le pire phénomène météorologique à avoir touché la région en plus de 100 ans. L'ouragan de catégorie 3 a eu une incidence importante sur le territoire de service de TEC, ce qui s'est répercuté sur un nombre record de clients sur 600 000. En date du 31 décembre 2024, TEC avait reporté un montant de 340 millions \$ US à la provision pour tempêtes aux fins de recouvrement futur.

Au 31 décembre 2024, le total des coûts de remise en état imputés au compte de la provision pour tempêtes a dépassé le solde de la provision pour tempêtes et, par conséquent, une tranche de 377 millions \$ US a été reportée en tant qu'actif réglementaire aux fins du recouvrement futur. Le 4 février 2025, la FPSC a approuvé la demande de TEC, déposée le 27 décembre 2024, visant le recouvrement de 466 millions \$ US au titre des coûts liés aux ouragans Idalia, Debby, Helene et Milton, ainsi que les intérêts connexes qui permettront de renflouer la réserve pour tempêtes sur une période de recouvrement de 18 mois à compter de mars 2025. Le montant du recouvrement des coûts est assujéti à un mécanisme d'ajustement de la FPSC.

En septembre 2022, TEC a été touchée par l'ouragan Ian, des coûts de remise en état de 119 millions \$ US ayant été imputés au solde de la provision pour tempêtes de TEC approuvée par la FPSC. Le 23 janvier 2023, TEC a demandé le recouvrement de l'actif réglementaire au titre de la provision pour tempêtes auprès de la FPSC ainsi que la reconstitution du solde de la provision pour tempêtes au niveau de provisions pour tempêtes approuvées de 56 millions \$ US, pour un total de 131 millions \$ US. La surcharge visant le recouvrement des coûts pour tempêtes a été approuvée par la FPSC le 7 mars 2023, et TEC a commencé à appliquer sur les factures d'avril 2023. Par la suite, le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé la demande de TEC, déposée le 16 août 2023, visant à faire passer le recouvrement total des coûts pour tempêtes à 134 millions \$ US. Le solde de 29 millions \$ US, au 31 décembre 2023, a été recouvré sur 12 mois en 2024.

#### **Clause de recouvrement des coûts de protection contre les tempêtes et entente de règlement :**

La clause de recouvrement des coûts au titre du plan de protection contre les tempêtes prévoit un processus permettant aux entreprises de services publics de Floride détenues par des investisseurs, y compris TEC, de recouvrer les coûts liés au transport et à la distribution pour les activités supplémentaires qui ne sont pas déjà incluses dans les tarifs de base. Les différences entre les coûts engagés prudemment et recouvrables au titre de la clause et les montants recouvrés auprès des clients au moyen des tarifs d'électricité au cours d'un exercice sont reportées et recouvrées auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours d'un exercice futur. Le plan approuvé actuel s'applique aux années 2023, 2024 et 2025 et a été approuvé par la FPSC en octobre 2022.

### **ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

#### **NSPI**

NSPI est une entreprise de services publics au sens où l'entend la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Public Utilities Act* et est assujéti à la réglementation en vertu de la *Public Utilities Act* par la Régie. Cette loi confère à la Régie un pouvoir de contrôle sur les activités et les dépenses de NSPI. Les tarifs d'électricité exigés des clients de NSPI sont également soumis à l'approbation de la Régie. Plutôt que d'être assujéti à un processus général d'examen des tarifs une fois par an, NSPI participe à des audiences convoquées occasionnellement à la demande de NSPI ou de la Régie.

NSPI est réglementée conformément au modèle axé sur le coût du service, les tarifs étant fixés pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients et d'offrir un rendement raisonnable aux investisseurs. Pour 2024 et 2023, le rendement des capitaux propres réglementé autorisé pour NSPI se situait entre 8,75 % et 9,25 % selon une composante de capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires réglementée réelle, d'après une moyenne calculée sur cinq trimestres, d'un maximum de 40 % de la base tarifaire approuvée.

#### **Demande de hausse tarifaire générale :**

Le 2 février 2023, la Régie a approuvé l'entente de règlement relative à la demande de hausse tarifaire générale entre NSPI, des représentants de ses principaux clients et des groupes d'intérêt. Cette entente prévoyait des hausses moyennes des tarifs des clients de 6,9 % à compter du 2 février 2023 et d'autres hausses moyennes de 6,5 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024, tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop de coûts de combustible traité conformément au processus officiel prévu par le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de la Régie. Elle a également établi un avenant en matière de tempêtes et un avenant lié au programme de gestion axée sur la demande. Le 27 mars 2023, la Régie a émis une ordonnance finale approuvant les tarifs d'électricité à compter du 2 février 2023.

#### **Recouvrement du combustible :**

Le 17 avril 2024, la Régie a approuvé la vente d'une tranche de 117 millions de dollars de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, société d'État provinciale. Le 30 avril 2024, la transaction a été conclue et la tranche de 117 millions de dollars a été remise à NSPI, ce qui a entraîné une diminution correspondante de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. NSPI recouvre auprès des clients l'amortissement et les coûts de financement liés à la tranche de 117 millions de dollars pour le compte d'Invest Nova Scotia sur une période de 10 ans, qui a commencé au deuxième trimestre de 2024, et verse ces montants à Invest Nova Scotia chaque trimestre.

#### **Garantie de prêt fédérale (« GPF ») :**

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a conclu une entente avec NSPI, NSPML et la province de la Nouvelle-Écosse (la « Province ») sur les modalités d'une GPF de 500 millions de dollars à l'égard de la dette devant être émise par NSPML afin d'aider les clients de la Nouvelle-Écosse à gérer les coûts non recouverts de l'énergie de remplacement qui a été nécessaire pendant les nombreuses années de retard du projet hydroélectrique de Muskrat Falls. Le 25 septembre 2024, NSPI et NSPML ont déposé des demandes auprès de la Régie relativement à la GPF. Le 29 novembre 2024, la Régie a approuvé la demande de NSPML visant l'émission de dette, le transfert du produit à NSPI à titre de remboursement d'une partie des cotisations antérieures de NSPML et l'augmentation de sa charge liée à la cotisation annuelle à NSPI afin de recouvrer le remboursement et les coûts de financement connexes sur une période de 28 ans. Le 16 décembre 2024, le produit net de l'émission de dette par NSPML a été transféré à NSPI et imputé au solde de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Le 18 février 2025, la Régie a approuvé la demande de NSPI visant à augmenter les tarifs du carburant en 2025 pour assurer le service de la dette supplémentaire de NSPML.

**Avenant en matière de tempêtes :**

Le 2 décembre 2024, la Régie a approuvé le recouvrement des coûts de 24 millions de dollars se rapportant à la remise en état liée aux tempêtes et des coûts de financement supplémentaires reportés dans le cadre de l'avenant en matière de tempêtes de NSPI en 2023, qui seront recouverts sur une période de 12 mois à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025.

**Ouragan Fiona :**

Le 27 juin 2024, la Régie a approuvé la comptabilisation à titre de coûts reportés des coûts d'exploitation additionnels de 25 millions de dollars engagés dans le cadre des efforts de remise en état à la suite de l'ouragan Fiona en septembre 2022. À la suite de l'approbation de la Régie, un montant de 25 millions de dollars a été reclassé des « Autres actifs à long terme » aux « Actifs réglementaires ». La Régie a également demandé à NSPI de reclasser, des « Immobilisations corporelles » aux « Actifs réglementaires » dans les bilans consolidés, les coûts non amortis de 10 millions de dollars liés aux actifs mis hors service en raison de l'ouragan Fiona. NSPI a commencé l'amortissement de ces deux actifs réglementaires sur une période de 10 ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024.

**Programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse :**

Au 31 décembre 2022, le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible comprenait un montant cumulé de 166 millions de dollars en coûts du combustible lié à l'achat comptabilisé de crédits d'émission et un montant de 6 millions de dollars lié à des crédits achetés dans le cadre d'enchères provinciales. Le 16 mars 2023, la Province a attribué à NSPI des quotas d'émissions supplémentaires suffisants aux fins de conformité pour la période de 2019 à 2022. Par conséquent, les coûts de conformité comptabilisés de 166 millions de dollars ont été dépassés au premier trimestre de 2023. Les crédits que NSPI a achetés dans le cadre d'enchères provinciales totalisant 6 millions de dollars n'ont pas été remboursés et aucun autre coût n'a été engagé afin de garantir la conformité au programme de plafonnement et d'échange.

**Tarification de la demande active d'un client industriel de grande envergure :**

Le 5 juillet 2023, NSPI a reçu l'approbation de la Régie afin de modifier la méthode selon laquelle est calculé le recouvrement des coûts du combustible auprès d'un client industriel. En raison de l'importante volatilité des prix des produits de base en 2022, l'ancienne méthode n'établissait pas de manière raisonnable le coût du combustible pour servir ce client. La modification de la méthode, en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022, entraîne un transfert des coûts du combustible de ce client industriel au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Cet ajustement a été comptabilisé au deuxième trimestre de 2023, entraînant une augmentation de 51 millions de dollars de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et une diminution correspondante des produits non facturés inclus dans les débiteurs et autres actifs à court terme. Cet ajustement a eu une incidence négligeable sur les résultats.

**NSPML**

La quote-part des bénéfices tirés du lien maritime dépend du rendement des capitaux propres approuvé et du rendement opérationnel de NSPML. La fourchette de rendement des capitaux propres réglementé autorisée par NSPML est de 8,75 % à 9,25 %, selon une composante de capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires réglementée réelle, d'après une moyenne calculée sur cinq trimestres, d'un maximum de 30 %.

Les obligations de livraison de Newfoundland and Labrador Hydro (« NLH ») au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse sont entrées en vigueur en 2021, et les livraisons se poursuivront au cours des 35 prochaines années conformément aux ententes.

Le 24 septembre 2024, le gouvernement du Canada a conclu une entente avec NSPI, NSPML et la Province sur les modalités d'une GPF de 500 millions de dollars à l'égard de la dette devant être émise par NSPML. Se reporter à la rubrique « NSPI » plus haut pour en savoir plus.

Le 29 novembre 2024, NSPML a reçu l'approbation de la Régie pour réclamer de NSPI un montant d'au plus 197 millions de dollars en 2025, dont un montant de 158 millions de dollars pour le recouvrement des coûts liés au lien maritime et un montant de 39 millions de dollars au titre de la dette supplémentaire liée à la GPF et des coûts de financement mentionnés à la rubrique « NSPI » plus haut. Les paiements de NSPI sont assujettis à une retenue mensuelle pouvant atteindre 4 millions de dollars. Aucune retenue n'a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le 21 décembre 2023, NSPML a reçu l'approbation de la Régie pour réclamer de NSPI un montant d'au plus 164 millions de dollars en 2024 pour le recouvrement de coûts liés au lien maritime, sous réserve d'une retenue mensuelle de 4 millions de dollars.

Le 4 octobre 2023 et le 31 janvier 2024, la Régie a rendu des décisions qui fournissent des précisions sur les aspects restants du mécanisme de retenue du lien maritime, principalement en ce qui a trait au versement des montants de retenue passés et futurs et aux dispositions visant à mettre fin au mécanisme de retenue. Dans le cadre de ces décisions, la Régie a souscrit à la demande de la société selon laquelle une tranche de 12 millions de dollars (8 millions de dollars en 2022 et 4 millions de dollars en 2023) de la retenue comptabilisée antérieurement demeure créditée au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI, le solde étant versé à NSPML et comptabilisé à titre de résultat des placements dans des sociétés satellites d'Emera. La Régie a également confirmé que NSPML peut présenter une demande de résiliation du mécanisme de retenue une fois que 90 % des livraisons requises au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse sont effectuées pendant 12 mois consécutifs (sous réserve d'un allègement potentiel pour les interruptions planifiées ou les circonstances exceptionnelles) et que le solde net des livraisons non effectuées est inférieur à 10 % du montant annuel fixé par des contrats. En outre, la Régie a augmenté le montant de la retenue mensuelle, qui est passé de 2 millions de dollars à 4 millions de dollars à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2023.

## ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS DE GAZ NATUREL ET D'INFRASTRUCTURE

### PGS

PGS est réglementée par la FPSC. En général, la FPSC établit les tarifs à un niveau qui permet aux services publics comme PGS de percevoir les produits totaux ou les produits requis selon un montant correspondant au coût de la prestation de leurs services, majoré d'un rendement du capital investi approprié.

Le rendement des capitaux propres approuvé de PGS pour 2024 et 2023 était de 9,15 % à 11,15 %, avec un point médian de 10,15 %, selon une structure du capital autorisée composée à 54,7 % de capitaux propres.

#### Tarifs de base :

Le 4 avril 2023, PGS a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la FPSC et une audience relative à cette question a eu lieu en septembre 2023. Le 9 novembre 2023, la FPSC a approuvé une augmentation de 118 millions \$ US des produits tirés du tarif de base, ce qui comprend un montant de 11 millions \$ US transféré de l'avenant de remplacement des conduites en fonte et en acier brut, pour une augmentation additionnelle nette de 107 millions \$ US des produits tirés du tarif de base. Cette augmentation reflète une fourchette de rendement des capitaux propres ayant un point médian de 10,15 %, selon une structure du capital autorisée composée à 54,7 % de capitaux propres. Une ordonnance finale a été rendue le 27 décembre 2023, les nouveaux tarifs entrant en vigueur en janvier 2024.

#### Recouvrement du combustible :

PGS recouvre les coûts de son approvisionnement en gaz et le transport interétatique pour l'approvisionnement de son réseau au moyen de sa clause d'ajustement des prix du gaz. Cette clause est conçue afin de recouvrer les coûts réels engagés par PGS pour l'achat de gaz, de services d'entreposage de gaz, de capacité des gazoducs interétatiques et autres éléments associés à l'achat, à la distribution et à la vente de gaz naturel à ses clients. Ces charges peuvent être ajustées chaque mois selon un plafond approuvé annuellement par la FPSC.

#### Recouvrement au titre des programmes de conservation de l'énergie et de remplacement de conduites :

Chaque année, la FPSC approuve une charge de conservation destinée à permettre à PGS de recouvrer les dépenses prudemment engagées dans l'élaboration et la mise en œuvre de programmes de conservation de l'énergie exigés par les lois de la Floride et assujettis à l'approbation et à la surveillance de la FPSC. PGS a aussi une clause de remplacement des conduites en fonte et en acier brut pour recouvrer le coût engagé par l'accélération du remplacement des conduites de fonte et d'acier brut du réseau de PGS. En février 2017, la FPSC a approuvé d'étendre la disposition relative aux conduites en fonte et en acier brut dans le but de permettre le recouvrement des coûts du remplacement accéléré de certaines conduites en plastique désuètes. PGS estime que la majorité des conduites en fonte et en acier brut ont été retirées de son réseau, le remplacement des conduites en plastique désuètes se poursuivant jusqu'en 2028 aux termes de l'avenant.

### NMGC

NMGC est assujettie à la réglementation de la NMPRC. La NMPRC établit les tarifs à un niveau qui permet à NMGC de percevoir des produits totaux correspondant au coût de la prestation des services, majoré d'un rendement du capital investi approprié.

Le rendement des capitaux propres autorisé de NMGC pour 2024 et 2023 était de 9,375 %, selon une structure du capital autorisée composée à 52 % de capitaux propres.

#### Tarifs de base :

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la NMPRC. Le 1<sup>er</sup> mars 2024, NMGC a déposé une demande de règlement auprès de la NMPRC avec l'appui de toutes les parties à la demande de révision pour une augmentation de 30 millions \$ US des produits annuels tirés du tarif de base et le maintien du rendement des capitaux propres de NMGC à 9,375 %. Les tarifs tiennent compte du recouvrement de la hausse des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans les projets de gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant, ainsi que d'un nouveau système d'informations sur les clients et de facturation. NMGC a également accepté de retirer sa demande relative à un actif réglementaire, et de ne pas présenter une autre demande de révision des tarifs, visant les coûts liés à sa demande de certificat de commodité et de nécessité publiques de 2022 pour une installation de gaz naturel liquéfié stocké au Nouveau-Mexique. La NMPRC a approuvé la demande de révision des tarifs et de règlement le 25 juillet 2024. Les nouveaux tarifs s'appliquent depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2024.

#### Recouvrement du combustible :

NMGC recouvre les coûts de son approvisionnement en gaz au moyen d'une clause d'ajustement des prix du gaz. Cette clause est conçue afin de recouvrer les coûts réels engagés par NMGC dans le cadre d'achats de gaz, de services d'entreposage de gaz, de capacité des gazoducs interétatiques et d'autres éléments associés à l'achat, au transport, à la distribution et à la vente de gaz naturel à ses clients. NMGC peut ajuster ces coûts chaque mois selon les coûts du gaz prévus pour le mois suivant et selon le sous-recouvrement ou le recouvrement en trop du mois précédent. La NMPRC exige que NMGC dépose un rapprochement des coûts et des recouvrements pour la période au titre de la clause chaque année. NMGC doit également déposer un suivi de la clause tous les quatre ans auprès de la NMPRC afin de prouver que l'utilisation de la clause est raisonnable et nécessaire. NMGC a reçu l'approbation de son suivi de la clause en décembre 2024, pour la période de quatre ans prenant fin en décembre 2028.

## GAZODUC BRUNSWICK

Le gazoduc Brunswick est un gazoduc de 145 kilomètres qui assure le transport de gaz naturel depuis le terminal d'importation de gaz naturel liquéfié Saint John, près de Saint John, au Nouveau-Brunswick, jusqu'aux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc Brunswick a conclu avec Repsol Energy Canada une convention de services ferme de 25 ans commençant en juillet 2009. La convention prévoit une hausse des droits prédéterminée à la cinquième année et à la quinzième année du contrat. Le gazoduc est considéré comme un gazoduc du Groupe II réglementé par la Régie de l'énergie du Canada (« REC »). Le tarif de transport du gaz de la REC est déposé par le gazoduc Brunswick conformément aux exigences de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et précise les modalités et conditions se rattachant au transport effectué par le gazoduc.

## AUTRES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

### BLPC

The Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC ») est régie par la Fair Trading Commission (« FTC ») en vertu des *Utilities Regulation (Procedural) Rules 2003*. BLPC est réglementée conformément au modèle axé sur le coût du service, les tarifs étant fixés pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients plus un rendement approprié du capital investi. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de BLPC pour 2024 et 2023 était de 10 %.

### Permis :

BLPC exerce actuellement ses activités en vertu d'un seul permis intégré visant la production, le transport et la distribution de l'électricité sur l'île de la Barbade jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi exigeant plusieurs permis pour l'approvisionnement en électricité. En 2021, BLPC a conclu une entente commerciale avec le gouvernement de la Barbade pour chacun des types de permis, sous réserve de l'adoption de la loi de mise en œuvre. À l'heure actuelle, la date finale de l'entrée en vigueur n'est pas encore connue, mais BLPC s'emploiera à la mise en œuvre des permis une fois qu'ils seront en vigueur.

### Tarifs de base :

En 2021, BLPC a présenté à la FTC une demande de hausse tarifaire générale. En septembre 2022, la FTC a accordé à BLPC un allègement tarifaire provisoire, permettant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million \$ US par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision concernant la demande comprenant les éléments importants suivants : un rendement des capitaux propres réglementé autorisé de 11,75 %, une structure du capital composée à 55 % de capitaux propres, une directive pour la mise à jour des principales composantes de la base tarifaire au 16 septembre 2022, et une directive pour l'établissement de passifs réglementaires totalisant environ 71 millions \$ US. Le 7 mars 2023, BLPC a présenté une requête pour une révision et une modification (la « requête ») et demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a été accordée subséquemment. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision, rejetant la requête. Les tarifs provisoires demeurent en vigueur jusqu'à une date qui sera déterminée dans une décision et une ordonnance finales.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2023, BLPC a interjeté appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 devant la Cour suprême de la Barbade à la Haute Cour de justice (la « Cour ») et demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé la suspension. BLPC est d'avis que la FTC a commis des erreurs de droit et de compétence dans ses décisions et estime que l'appel pourrait être accueilli et, par conséquent, les rajustements liés à la base tarifaire et aux tarifs définitifs de BLPC, y compris les rajustements liés aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour le moment. L'appel devrait être entendu en 2025.

### Recouvrement du combustible :

Les coûts du combustible de BLPC passent par un mécanisme de transfert des coûts du combustible qui permet le recouvrement auprès des clients de tous les coûts du combustible prudemment engagés en temps opportun. Le calcul de la charge liée au combustible est rajusté mensuellement et soumis à la FTC pour approbation.

### Avenant en matière de transition vers l'énergie propre (« ATEP ») :

Le 31 mai 2023, la FTC a approuvé la demande de BLPC d'établir un mécanisme de recouvrement des coûts de rechange afin de recouvrer les coûts prudemment engagés liés à son ATEP (la « décision »). Le mécanisme vise à faciliter le recouvrement en temps opportun entre les demandes tarifaires des coûts liés aux actifs d'énergie renouvelable approuvés. BLPC devra présenter une demande distincte pour le recouvrement des coûts de chaque actif dans le cadre du mécanisme de recouvrement des coûts qui respecte les critères minimaux établis dans la décision. Le 5 octobre 2023, BLPC a présenté une demande à la FTC pour recouvrer les coûts liés à un système de stockage dans des batteries au moyen de l'ATEP. Le 6 mai 2024, la FTC a approuvé le recouvrement des coûts liés à un système de stockage par batteries de 15 MW au moyen de l'ATEP.

**Modification apportée aux taux d'imposition de la Barbade :**

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la *Income Tax (Amendment) and Validation Act*. La loi, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024, a instauré un taux d'imposition des sociétés de 9 %, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt reporté. Le 18 juillet 2024, BLPC a demandé le report aux fins de recouvrement des coûts liés à la réévaluation de 5 millions \$ US. BLPC cherche à obtenir l'amortissement des coûts sur une période devant être approuvée par la FTC dans le cadre d'un prochain processus d'établissement des tarifs.

**GBPC**

GBPC est réglementée par la GBPA, qui lui a accordé, aux termes d'une licence, une franchise réglementée et exclusive en vue de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île jusqu'en 2054. Les tarifs sont fixés pour recouvrer les coûts prudemment engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients plus un rendement approprié de la base tarifaire. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de GBPC était de 8,52 % pour 2024 (8,32 % pour 2023).

**Electricity Act, 2024 :**

Le 1<sup>er</sup> juin 2024, la *Electricity Act, 2024* est entrée en vigueur. La loi vise à retirer la juridiction de la GBPA à l'égard de la GBPC et à confier la régulation de la GBPC à l'Utilities Regulation and Competition Authority, une autre autorité de réglementation bahamienne.

**Tarifs de base :**

Un mécanisme de transfert des coûts du combustible et une politique d'examen des tarifs assurent le suivi des nouveaux tarifs soumis tous les trois ans. Le 1<sup>er</sup> août 2024, comme l'exigent le protocole d'exploitation et l'entente-cadre de réglementation de la GBPA, GBPC a déposé une proposition de plan tarifaire et attend un examen réglementaire.

**Recouvrement du combustible :**

Les coûts de combustible de GBPC passent par un mécanisme de transfert des coûts du combustible qui permet le recouvrement auprès des clients de tous les coûts du combustible prudemment engagés en temps opportun. En 2023 et 2024, les coûts du combustible transférés ont été ajustés mensuellement en fonction des coûts réels du combustible.

## 8. Placements sous influence notable et quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites

en millions de dollars	Valeur comptable aux 31 décembre		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les exercices clos les 31 décembre		Pourcentage de participation
	2024	2023	2024	2023	2024
NSPML	475 \$	489 \$	44 \$	46 \$	100,0
M&NP <sup>1)</sup>	124	118	20	21	12,9
Lucelec <sup>1)</sup>	55	48	4	4	19,5
LIL <sup>2)</sup>	–	747	29	63	–
Bear Swamp <sup>3)</sup>	–	–	2	12	50,0
	654 \$	1 402 \$	99 \$	146 \$	

1) Emera exerce une influence notable sur les décisions d'exploitation et les décisions financières de ces sociétés par l'entremise d'une représentation au sein du conseil d'administration et, par conséquent, comptabilise son placement dans ces entités selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

3) Le solde du placement dans Bear Swamp est créateur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créateur du placement dans Bear Swamp de 92 millions de dollars (81 millions de dollars en 2023) est comptabilisé dans les autres passifs à long terme des bilans consolidés.

Les placements dans des sociétés satellites comprennent un écart de 9 millions de dollars entre le coût et la juste valeur sous-jacente de l'actif de la société émettrice à la date d'acquisition. L'excédent est attribuable à l'écart d'acquisition.

Emera comptabilise sa quote-part des droits variables dans NSPML comme un placement dans une société satellite (note 33). Le tableau qui suit résume les bilans consolidés de NSPML :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
<b>Bilans</b>		
Actif à court terme	37 \$	21 \$
Immobilisations corporelles	1 425	1 473
Actifs réglementaires <sup>1)</sup>	778	272
Actif à long terme	27	29
<b>Total de l'actif</b>	<b>2 267 \$</b>	<b>1 795 \$</b>
Passif à court terme	55 \$	48 \$
Dettes à long terme <sup>2)</sup>	1 570	1 109
Passif à long terme	167	149
Capitaux propres	475	489
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>2 267 \$</b>	<b>1 795 \$</b>

1) Le 29 novembre 2024, la Régie a approuvé la création d'un actif réglementaire de 500 millions de dollars à l'égard de la dette émise dans le cadre de la GFP. Se reporter à la note 7 pour en savoir davantage.

2) Le 16 décembre 2024, NSPML a émis une obligation de 500 millions de dollars dans le cadre de la GFP. Se reporter à la note 7 pour en savoir davantage.

## 9. Autres produits nets

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
Gain à la vente de LIL, déduction faite des coûts de transaction <sup>1)</sup>	182 \$	– \$
PFUPC	53	38
Recouvrement des coûts des services à long terme du régime de retraite	35	35
Intérêts créditeurs	23	43
Coûts de transaction liés à la vente en cours de NMGC <sup>1)</sup>	(25)	–
Charges liées aux coûts de liquidation et à la dépréciation de certains actifs <sup>2)</sup>	(29)	–
(Pertes) gains de change	(58)	20
Divers	22	22
	<b>203 \$</b>	<b>158 \$</b>

1) Pour en savoir davantage sur le gain à la vente, déduction faite des coûts de transaction, de la participation minoritaire indirecte d'Emera dans LIL et de la vente en cours de NMGC, se reporter à la note 4.

2) Principalement liées à la liquidation de Block Energy LLC.

## 10. Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets se composent de ce qui suit :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
Intérêts sur la dette	1 004 \$	954 \$
Provision pour fonds empruntés utilisés pendant la construction	(23)	(16)
Divers	(8)	(13)
	<b>973 \$</b>	<b>925 \$</b>

## 11. Impôts sur les bénéfices

La provision pour impôts sur les bénéfices, pour les exercices clos les 31 décembre, diffère de celle qui est calculée d'après la combinaison du taux d'imposition fédéral et du taux d'imposition provincial prévus par la loi pour les raisons suivantes :

en millions de dollars	2024	2023
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	409 \$	1 173 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29,0 %	29,0 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	119	340
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(90)	(72)
Dépenses d'intérêts et de financement	(58)	–
Provision pour moins-value	(58)	3
Crédits d'impôt	(57)	(53)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	49	–
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(36)	(33)
Variation du taux d'impôt étranger	(31)	(36)
Incidence additionnelle de la vente de la participation dans LIL	22	–
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(14)	(15)
Provision pour fabrication	(9)	(8)
Divers	4	2
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(159) \$	128 \$
Taux d'imposition effectif	(39) %	11 %

### DOMESTIC MINIMUM TOP-UP TAX ACT (« DOMESTIC TOP-UP TAX ACT ») DES BAHAMAS :

Le 28 novembre 2024, la *Domestic Top-up Tax Act* a été adoptée et elle est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024. La *Domestic Top-up Tax Act* n'a pas eu d'incidence sur la Société.

### RÈGLES DE RESTRICTION DES DÉPENSES EXCESSIVES D'INTÉRÊTS ET DE FINANCEMENT (« RDEIF ») :

Le 20 juin 2024, le projet de loi C-59, loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne déposé au Parlement le 21 novembre 2023 et de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 28 mars 2023, a été sanctionné. Le projet de loi C-59 comprend le régime de RDEIF, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024. Le régime de RDEIF met en œuvre certaines mesures pour limiter la déductibilité de dépenses d'intérêts et de financement nettes d'une société à un maximum de 30 % du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, dépréciation et amortissement à des fins fiscales. Les dépenses d'intérêts et de financement refusées en vertu du régime de RDEIF peuvent être reportées en avant indéfiniment.

En 2024, la société a engagé des dépenses d'intérêts et de financement de 185 millions de dollars relativement à une structure de financement particulière. Les dépenses d'intérêts et de financement liées à la structure de financement ainsi que d'autres dépenses d'intérêts et de financement de 88 millions de dollars devraient être rejetées en vertu du RDEIF. Il a été déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la société réalise l'économie d'impôt découlant du refus des dépenses d'intérêts et de financement au cours de périodes futures et, par conséquent, un actif d'impôts reportés de 79 millions de dollars a été comptabilisé au 31 décembre 2024. Au quatrième trimestre de 2024, la société a comptabilisé une économie d'impôts de 58 millions de dollars liée aux dépenses d'intérêts et de financement refusées et à la résorption du passif d'impôts reportés connexe à l'égard de la structure de financement et sa dissolution.

### LOI SUR L'IMPÔT MINIMUM MONDIAL DU CANADA :

Le 20 juin 2024, la *Loi sur l'impôt minimum mondial* a été adoptée et elle est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024. LA LIMM n'a pas eu d'incidence sur la Société.

### MODIFICATION APPORTÉE AUX TAUX D'IMPOSITION DE LA BARBADE :

Le 24 mai 2024, le gouvernement de la Barbade a promulgué la *Income Tax (Amendment) and Validation Act*. La loi, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024, a instauré un taux d'imposition des sociétés de 9 %, obligeant BLPC à réévaluer ses passifs d'impôt reporté.

### CORPORATION TOP-UP TAX (AMENDMENT) ACT (« TOP-UP TAX ACT ») DE LA BARBADE :

Le 24 mai 2024, la *Top-up Tax Act* a été adoptée et elle est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024. La *Top-up Tax Act* n'a pas eu d'incidence sur la Société.

**LOI SUR LA RÉDUCTION DE L'INFLATION AUX ÉTATS-UNIS (INFLATION REDUCTION ACT) :**

Le 16 août 2022, la loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis (*Inflation Reduction Act*) a été promulguée. Elle comporte de nombreux incitatifs fiscaux pour l'énergie propre, y compris la prolongation et la modification de crédits d'impôt à l'investissement et à la production existants pour les projets qui seront mis en service en 2024, et introduit de nouveaux crédits d'impôt relatifs à l'énergie propre et neutres du point de vue technologique qui entreront en vigueur en 2025. Au 31 décembre 2024, la société a comptabilisé un passif réglementaire de 82 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2023) dans les bilans consolidés conformément à son obligation de transférer aux clients les économies d'impôts supplémentaires réalisées.

Le tableau suivant illustre la composition des impôts sur les bénéfices tirés des activités poursuivies présentés dans les états des résultats consolidés des exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2024	2023
Impôts sur les bénéfices exigibles		
Canada	29 \$	26 \$
États-Unis	4	5
Impôts sur les bénéfices reportés		
Canada	(200)	93
États-Unis	155	128
Rajustements à la provision pour moins-value au début de l'exercice		
Canada	(61)	–
Crédits d'impôt à l'investissement		
États-Unis	(6)	(29)
Reports en avant de pertes d'exploitation		
Canada	(4)	(93)
États-Unis	(76)	(2)
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(159) \$	128 \$

Le tableau suivant illustre la composition du bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices présenté dans les états des résultats consolidés des exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2024	2023
Canada	156 \$	171 \$
États-Unis	203	964
Divers	50	38
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	409 \$	1 173 \$

Les actifs et passifs d'impôts sur les bénéfices reportés présentés dans les bilans consolidés aux 31 décembre se présentaient comme suit :

en millions de dollars	2024	2023
<b>Actifs d'impôts sur les bénéfices reportés :</b>		
Reports en avant de pertes fiscales	1 118 \$	1 195 \$
Reports en avant de crédits d'impôt	534	454
Passifs réglementaires	225	175
Instruments dérivés	144	205
Divers	462	372
Total des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés avant la provision pour moins-value	2 483	2 401
Provision pour moins-value	(322)	(363)
Total des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés après la provision pour moins-value	2 161 \$	2 038 \$
<b>Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés :</b>		
Immobilisations corporelles	(3 421) \$	(3 223) \$
Actifs réglementaires	(198)	(196)
Instruments dérivés	(105)	(235)
Placements sous influence notable	(46)	(216)
Divers	(330)	(312)
Total du passif d'impôts sur les bénéfices reportés	(4 100) \$	(4 182) \$
<b>Présentation dans les bilans consolidés :</b>		
Actifs d'impôts sur les bénéfices reportés à long terme	392 \$	208 \$
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés à long terme	(2 331)	(2 352)
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés nets	(1 939) \$	(2 144) \$

Compte tenu de tous les éléments probants concernant l'utilisation des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés de la société, il a été déterminé que la réalisation de tous les actifs d'impôts sur les bénéfices reportés comptabilisés par Emera est plus probable qu'improbable, à l'exception des reports en avant de certaines pertes et des pertes en capital latentes sur la dette à long terme et les placements. Une provision pour moins-value de 322 millions de dollars était comptabilisée au 31 décembre 2024 (363 millions de dollars en 2023) relativement aux reports en avant de pertes, à la dette à long terme et aux placements. En 2024, la société a comptabilisé une économie d'impôts de 58 millions de dollars surtout en raison de l'utilisation de certaines pertes reportées en avant, qui étaient assujetties à une provision pour moins-value au 31 décembre 2023.

La société entend réinvestir indéfiniment les bénéfices réalisés par certains établissements à l'étranger. Par conséquent, 4,7 milliards de dollars au 31 décembre 2024 (4,7 milliards de dollars en 2023) en écarts temporaires cumulatifs, pour lesquels des impôts reportés pourraient être autrement exigés, n'ont pas été comptabilisés. Il est impossible d'estimer le montant des impôts sur les bénéfices et des impôts déduits à la source qui pourrait être exigible en cas de résorption des écarts temporaires.

Les reports en avant de pertes d'exploitation nettes, de pertes en capital et de crédits d'impôt d'Emera et leur période d'expiration au 31 décembre 2024 se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	Report en avant	Faisant l'objet d'une provision pour moins-value	Report en avant, montants nets	Période d'expiration
<b>Canada</b>				
Pertes d'exploitation nettes	2 420 \$	(967) \$	1 453 \$	2026-2044
Pertes en capital	55	(55)	–	Indéfinie
Crédits d'impôt	2	(1)	1	2028-2042
<b>États-Unis</b>				
Pertes d'exploitation nettes fédérales	1 587 \$	(1) \$	1 586 \$	2036-indéfinie
Pertes d'exploitation nettes étatiques	1 351	(1)	1 350	2026-indéfinie
Crédits d'impôt	533	(3)	530	2025-2044
<b>Divers</b>				
Pertes d'exploitation nettes	91 \$	(23) \$	68 \$	2025-2031

Le tableau suivant donne le détail de la variation des économies d'impôts non comptabilisées pour les exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2024	2023
Solde aux 1 <sup>er</sup> janvier	37 \$	33 \$
Augmentations attribuables aux positions fiscales de l'exercice considéré	6	5
Augmentations attribuables aux positions fiscales d'un exercice antérieur	2	1
Diminutions attribuables aux positions fiscales d'un exercice antérieur	(3)	(2)
Solde aux 31 décembre	42 \$	37 \$

Les économies d'impôts non comptabilisées ont trait au calendrier de certaines déductions d'impôts de NSPI et aux crédits d'impôt pour la recherche et le développement principalement de TEC. Les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2024 totalisaient 42 millions de dollars (37 millions de dollars en 2023). Ce montant aurait une incidence sur le taux d'imposition effectif s'il était comptabilisé. Les intérêts courus relativement aux économies d'impôts non comptabilisées totalisaient 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2023) et un montant de 1 million de dollars a été comptabilisé au titre des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés (2 millions de dollars en 2023). Aucune pénalité n'a été comptabilisée. Le solde des économies d'impôts non comptabilisées pourrait varier au cours des 12 prochains mois par suite du règlement des audits de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») et de l'Internal Revenue Service. Il n'est pas possible d'effectuer une estimation raisonnable de cette variation à l'heure actuelle.

NSPI et l'ARC sont présentement en litige relativement au calendrier de certaines déductions d'impôts à l'égard des années d'imposition 2006 à 2010 et 2013 à 2016 de NSPI. Le bien-fondé des déductions fiscales n'est pas contesté; il s'agit plutôt du calendrier de ces déductions. Le montant net cumulé à ce jour faisant l'objet du litige s'élève à 126 millions de dollars (126 millions de dollars en 2023), y compris les intérêts. NSPI a payé d'avance 55 millions de dollars (55 millions de dollars en 2023) du montant en litige selon les exigences de l'ARC.

Le 29 novembre 2019, NSPI a déposé un avis d'appel devant la Cour canadienne de l'impôt relativement au litige pour les années d'imposition 2006 à 2010. Si NSPI réussit à défendre sa position, tous les paiements, y compris les intérêts applicables, seront remboursés. Si NSPI ne réussit pas à défendre sa position, les impôts et les intérêts applicables seront déduits des montants déjà payés, et la différence, le cas échéant, devra être payée à l'ARC ou sera remboursée par celle-ci. Les déductions fiscales connexes seront disponibles pour les exercices ultérieurs.

Si NSPI fait l'objet d'une nouvelle cotisation par l'ARC pour les années qui ne font pas l'objet d'un litige actuellement, des paiements supplémentaires devront être versés; cependant, le bien-fondé de ces déductions fiscales, encore une fois, ne serait pas contesté.

NSPI et ses conseillers estiment que NSPI a présenté sa position fiscale correctement. NSPI continue d'évaluer ses options relativement à la résolution du litige; toutefois, l'issue du processus d'appel ne peut être déterminée à l'heure actuelle.

Emera produit une déclaration de revenus fédérale auprès des autorités fiscales du Canada, qui comprend les impôts provinciaux de la Nouvelle-Écosse. Les filiales d'Emera produisent des déclarations de revenus auprès des autorités fiscales du Canada, des États-Unis, de la Barbade et de Sainte-Lucie. Au 31 décembre 2024, les années d'imposition de la société pouvant encore faire l'objet d'un examen par les autorités fiscales comprenaient 2006 et les années suivantes.

## 12. Actions ordinaires

**Autorisées :** Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

	2024		2023	
	En millions d'actions	En millions de dollars	En millions d'actions	En millions de dollars
<b>Émises et en circulation :</b>				
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	284,12	8 462 \$	269,95	7 762 \$
Émissions d'actions ordinaires en vertu du programme ACM <sup>1), 2)</sup>	5,12	261	8,29	397
Émissions en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	6,10	291	5,26	272
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	0,60	28	0,62	31
Solde au 31 décembre	295,94	9 042 \$	284,12	8 462 \$

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, un total de 8 287 037 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 48,27 \$ l'action pour un produit brut de 400 millions de dollars (397 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts).

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, un total de 5 117 273 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 51,52 \$ l'action pour un produit brut de 264 millions de dollars (261 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 31 décembre 2024, une limite de ventes brutes globales de 336 millions de dollars demeurerait disponible à des fins d'émission en vertu du programme ACM.

Au 31 décembre 2024, les actions suivantes étaient réservées à des fins d'émission : 6 millions d'actions ordinaires (6 millions en 2023) aux termes du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, 2 millions d'actions ordinaires (2 millions en 2023) aux termes du régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés et 12 millions d'actions ordinaires (18 millions en 2023) aux termes du régime de réinvestissement des dividendes.

Les actions ordinaires émises en vertu des régimes de rémunération à base d'actions ordinaires ne permettent pas aux régimes de dépasser 10 % des actions ordinaires en circulation d'Emera. Au 31 décembre 2024, Emera respectait cette exigence.

#### PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ (« ACM »)

Le 18 novembre 2024, Emera a augmenté la taille du programme d'émission d'ACM pour permettre à la société d'émettre de nouvelles actions ordinaires jusqu'à concurrence d'une valeur de 1 milliard de dollars au public à l'occasion, au cours du marché en vigueur, au gré de la société. Le programme d'émission d'ACM a été augmenté par une modification datée du 18 novembre 2024 à son supplément de prospectus daté du 14 novembre 2023 et une modification datée du 13 novembre 2024 à son prospectus préalable de base simplifié daté du 3 octobre 2023.

### 13. Résultat par action

Le résultat par action de base est déterminé en divisant le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le RPA dilué se calcule en divisant le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période, rajusté aux fins de l'exercice ou de la conversion de tous les titres éventuellement dilutifs. Ces éléments dilutifs incluent les cotisations de la société au régime d'options sur actions des dirigeants, les débetures convertibles et les actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes.

Le tableau suivant rapproche le calcul du résultat de base et dilué par action :

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
<b>Numérateur</b>		
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	493,6 \$	977,7 \$
<b>Numérateur - résultat dilué</b>	493,6	977,7
<b>Dénominateur</b>		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation - de base	289,1	273,6
Rémunération à base d'actions	0,1	0,2
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation - dilué</b>	289,2	273,8
<b>Résultat par action ordinaire</b>		
De base	1,71 \$	3,57 \$
Dilué	1,71 \$	3,57 \$

## 14. Cumul des autres éléments du résultat étendu

Les composantes du CAÉÉRÉ sont comme suit :

en millions de dollars	Gain latent (perte latente) à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	Gains (pertes) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉÉRÉ
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024</b>						
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2024	369 \$	(24) \$	14 \$	(2) \$	(52) \$	305 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	1 027	(139)	–	2	–	890
Montants reclassés hors du CAÉÉRÉ	–	–	(2)	–	68	66
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	1 027	(139)	(2)	2	68	956
<b>Solde au 31 décembre 2024</b>	<b>1 396 \$</b>	<b>(163) \$</b>	<b>12 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>1 261 \$</b>
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023</b>						
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2023	639 \$	(62) \$	16 \$	(2) \$	(13) \$	578 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(270)	38	–	–	–	(232)
Montants reclassés hors du CAÉÉRÉ	–	–	(2)	–	(39)	(41)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(270)	38	(2)	–	(39)	(273)
Solde au 31 décembre 2023	369 \$	(24) \$	14 \$	(2) \$	(52) \$	305 \$

Les reclassements hors du CAÉÉRÉ sont comme suit :

Pour les en millions de dollars	Élément touché dans les états financiers consolidés	Exercices clos les 31 décembre	
		2024	2023
<b>Gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie</b>			
Couverture de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs nets	(2) \$	(2) \$
<b>Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite</b>			
Pertes actuarielles	Autres produits nets	2 \$	– \$
(Gains) coûts au titre des services passés	Autres produits nets	(2)	2
Montant reclassé dans les obligations	Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	68	(40)
Total avant impôts		68	(38)
Charge d'impôts sur les bénéfices		–	(1)
Total, déduction faite des impôts		68 \$	(39) \$
<b>Total des reclassements hors du CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts, pour la période</b>		<b>66 \$</b>	<b>(41) \$</b>

## 15. Stocks

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Matières	453 \$	408 \$
Combustible	328	382
Total	781 \$	790 \$

## 16. Instruments dérivés

Les actifs et passifs dérivés liés aux catégories susmentionnées se présentaient comme suit :

Aux en millions de dollars	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	31 décembre 2024	31 décembre 2023	31 décembre 2024	31 décembre 2023
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	25 \$	16 \$	44 \$	76 \$
Contrats de change à terme	27	3	3	3
	52	19	47	79
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	34	29	30	36
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	236	319	660	531
	270	348	690	567
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	–	4	2	–
Contrats de change à terme	–	18	34	7
	–	22	36	7
Total des instruments dérivés à court terme bruts	322	389	773	653
<i>Incidence des accords généraux de compensation :</i>				
Report réglementaire	(7)	(3)	(7)	(3)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(148)	(146)	(148)	(146)
Incidence totale des accords généraux de compensation	(155)	(149)	(155)	(149)
Moins : instruments dérivés classés comme détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	(1)	–	(1)	–
<b>Total des instruments dérivés</b>	<b>166 \$</b>	<b>240 \$</b>	<b>617 \$</b>	<b>504 \$</b>
Court terme <sup>2)</sup>	115	174	526	386
Long terme <sup>2)</sup>	51	66	91	118
<b>Total des instruments dérivés</b>	<b>166 \$</b>	<b>240 \$</b>	<b>617 \$</b>	<b>504 \$</b>

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

2) Les actifs et passifs dérivés sont classés à court terme ou à long terme selon l'échéance des contrats sous-jacents.

### COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le 26 mai 2021, une entente de fixation des taux a fait l'objet d'un règlement qui a donné lieu à un gain de 19 millions de dollars qui est amorti dans les intérêts débiteurs sur une période de 10 ans au fur et à mesure que les éléments couverts sous-jacents seront réglés. Au 31 décembre 2024, les gains latents dans le CAÉRE totalisaient 12 millions de dollars après impôts (14 millions de dollars après impôts au 31 décembre 2023). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, des gains latents de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2023) ont été reclassés du CAÉRE dans les intérêts débiteurs nets. La société prévoit de reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois des gains latents de 2 millions de dollars figurant actuellement dans le CAÉRE.

**REPORT RÉGLEMENTAIRE**

La société a comptabilisé les variations suivantes à l'égard des instruments dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Pour les exercices clos les 31 décembre		<b>2024</b>			<b>2023</b>
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	<b>(27) \$</b>	<b>5 \$</b>	– \$	(109) \$	(3) \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	<b>11</b>	<b>33</b>	(3)	(73)	–
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	<b>(8)</b>	–	–	(5)	–
Perte réalisée incluse dans les passifs réglementaires	<b>4</b>	–	–	2	–
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks <sup>1)</sup>	<b>11</b>	<b>(8)</b>	–	4	(10)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés <sup>2)</sup>	<b>50</b>	<b>(6)</b>	(49)	(9)	(4)
Divers	–	–	–	(14)	–
<b>Total des variations dans les instruments dérivés</b>	<b>41 \$</b>	<b>24 \$</b>	(52) \$	(204) \$	(17) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés au titre du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité lorsque l'élément couvert sera consommé.

2) (Gains réalisés) pertes réalisées sur les instruments dérivés réglés et consommés au cours de la période et relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Au 31 décembre 2024, la société avait conclu les volumes théoriques suivants désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2025	2026-2027
<i>Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison</i>		
Gaz naturel (MBTU)	6	–
<i>Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base</i>		
Gaz naturel (MBTU)	21	23
Électricité (MWh)	1	–
Charbon (tonnes métriques)	1	–
<i>Contrats de change à terme</i>		
Contrats de change à terme (en millions \$ US)	208 \$	69 \$
Taux moyen pondéré	1,3361	1,3296
% de \$ US requis	50 %	17 %

**INSTRUMENTS DÉRIVÉS DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION**

La société a comptabilisé les gains (pertes) réalisés et latents suivants relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	<b>2024</b>	2023
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité - produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	<b>12 \$</b>	(6) \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel - produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	<b>195</b>	1 043
<b>Total des gains inclus dans le bénéfice net</b>	<b>207 \$</b>	1 037 \$

Au 31 décembre 2024, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de dérivés détenus à des fins de transaction qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	262	111	43	30	73
Ventes de gaz naturel (MBTU)	299	69	16	8	4
Achats d'électricité (MWh)	1	–	–	–	–
Ventes d'électricité (MWh)	1	–	–	–	–

### AUTRES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Au 31 décembre 2024, la société avait des dérivés sur actions en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux règlements en espèces futurs prévus au titre des obligations de rémunération différée et des contrats de change à terme en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux entrées de trésorerie libellées en dollars américains prévues. Le dérivé sur actions couvre le rendement de 2,9 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2025. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 520 millions \$ US, viennent à échéance entre 2025 et 2026.

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2024		2023	
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	– \$	(2) \$	– \$	4 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits nets	(44)	–	28	–
Gain réalisé (perte réalisée) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	–	16	–	(13)
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(12)	–	(11)	–
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	(56) \$	14 \$	17 \$	(9) \$

### RISQUE DE CRÉDIT

La société est exposée à un risque de crédit relativement aux comptes clients, aux dépôts de garantie au titre de la commercialisation de l'énergie et aux actifs dérivés. Le risque de crédit s'entend de la perte éventuelle découlant de la non-exécution d'une contrepartie aux termes d'une entente. La société gère le risque de crédit au moyen de politiques et procédures portant sur l'analyse des contreparties, l'évaluation des expositions au risque, et le suivi et l'atténuation des risques. Tous les nouveaux clients et contreparties font l'objet d'une évaluation du crédit, et des dépôts ou garanties sont exigés pour les comptes présentant un risque élevé.

La société évalue régulièrement le risque de pertes de crédit et, s'il y a lieu, comptabilise des provisions. En ce qui a trait aux contreparties, la société a mis en œuvre des procédures pour surveiller la solvabilité et le risque de crédit des contreparties et tenir compte de la probabilité de défaillance dans l'évaluation des positions des contreparties. La société surveille la solvabilité des contreparties, y compris celles qui éprouvent des problèmes financiers, qui ont des taux de probabilité de défaillance qui fluctuent beaucoup ou des notes de crédit variables des agences de notation externes, ou qui changent de propriétaires. Les positions de passif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la société. Les positions d'actif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la contrepartie. La société évalue le risque de crédit en interne pour les contreparties qui ne sont pas notées.

Au 31 décembre 2024, l'exposition maximale de la société au risque de crédit était de 1,3 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2023), ce qui comprend les débiteurs, déduction faite des dépôts ou des garanties, et les actifs liés aux dérivés.

Il est possible qu'en raison de la volatilité des prix des produits de base, la société soit exposée à d'importants risques de crédit associés à une ou plusieurs contreparties. Si ces contreparties n'exécutent pas leurs obligations aux termes d'un ou de plusieurs contrats, la société risque de subir une importante perte financière. La société traite avec des contreparties dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques associés aux prix des produits de base, aux taux de change et aux taux d'intérêt. Les contreparties qui excèdent les limites de crédit établies peuvent fournir un dépôt au comptant ou une lettre de crédit équivalant au montant excédant la limite de crédit lorsqu'un contrat l'exige. Au 31 décembre 2024, les dépôts au comptant et les garanties totalisaient 303 millions de dollars (310 millions de dollars en 2023), ce qui atténue l'exposition maximale de la société au risque de crédit. La société utilise le montant au comptant à titre de paiement pour la somme à recevoir ou retourne le dépôt ou la garantie au client ou à la contrepartie lorsque ce dépôt ou cette garantie n'est plus exigé par la société.

La société conclut des ententes-cadres sur produits de base avec ses contreparties afin de gérer certains risques, y compris le risque de crédit lié à ces contreparties. La société conclut généralement des ententes au titre de l'International Swaps and Derivatives Association, du North American Energy Standards Board et de l'Edison Electric Institute. La société estime que la conclusion de tels accords offre une protection en créant des droits contractuels relativement à la solvabilité, aux garanties, à la non-exécution et à la défaillance.

Au 31 décembre 2024, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 61 jours en moyenne, totalisaient 140 millions de dollars (142 millions de dollars en 2023). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 128 millions de dollars (127 millions de dollars en 2023), la différence étant incluse dans la provision pour pertes de crédit. Ces actifs sont principalement liés aux débiteurs associés aux produits tirés de l'électricité et du gaz.

## RISQUE DE CONCENTRATION

Le risque de concentration de la société comprend ce qui suit :

Aux	31 décembre 2024		31 décembre 2023	
	En millions de dollars	% de l'exposition totale	En millions de dollars	% de l'exposition totale
<b>Débiteurs, montant net</b>				
<i>Services publics à tarifs réglementés :</i>				
Marché résidentiel	376 \$	22 %	476 \$	31 %
Marché commercial	184	11 %	194	13 %
Marché industriel	73	4 %	84	5 %
Divers	105	6 %	103	7 %
Dépôt en garantie	46	3 %	94	6 %
	<b>784</b>	<b>46 %</b>	<b>951</b>	<b>62 %</b>
<i>Groupe de négociation :</i>				
Note de A- ou supérieure	88	5 %	47	3 %
Note de BBB- à BBB+	42	2 %	33	2 %
Non notés	165	10 %	108	7 %
	<b>295</b>	<b>17 %</b>	<b>188</b>	<b>12 %</b>
Autres débiteurs	331	20 %	151	10 %
Classement à titre d'actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	118	7 %	–	0 %
	<b>1 528</b>	<b>90 %</b>	<b>1 290</b>	<b>84 %</b>
<b>Instruments dérivés (à court et à long terme)</b>		%		%
Note de A- ou supérieure	91	5 %	138	9 %
Note de BBB- à BBB+	1	0 %	7	1 %
Non notés	74	5 %	95	6 %
	<b>166</b>	<b>10 %</b>	<b>240</b>	<b>16 %</b>
	<b>1 694 \$</b>	<b>100 %</b>	<b>1 530 \$</b>	<b>100 %</b>

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

## DÉPÔT EN GARANTIE

La position de la société au titre des dépôts en garantie comprend ce qui suit :

Aux	31 décembre 2024	31 décembre 2023
en millions de dollars		
Dépôts en garantie consentis à des tiers	198 \$	101 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	5 \$	22 \$

La garantie est donnée dans le cours normal des activités d'après la solvabilité de la société, y compris la note obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit pour ses titres de premier rang non garantis. Certains instruments dérivés contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent que la garantie soit donnée si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres de créance de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes continues.

Au 31 décembre 2024, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 617 millions de dollars (504 millions de dollars au 31 décembre 2023). Si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de la position de passif net relativement à ces instruments dérivés.

## 17. Évaluations à la juste valeur

La société est tenue de déterminer la juste valeur de tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exemption en matière d'AVC (se reporter à la note 1), et utilise une approche axée sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont définis comme suit :

Niveau 1 - Lorsque c'est possible, la société fonde l'évaluation à la juste valeur de ses actifs et passifs financiers sur les prix cotés sur des marchés actifs (« prix cotés ») pour des actifs et passifs identiques.

Niveau 2 - Lorsque les prix cotés pour des actifs et passifs identiques ne sont pas disponibles, l'évaluation de certains contrats doit être fondée sur les prix cotés d'actifs et de passifs semblables, avec un rajustement lié aux différences d'emplacement. En outre, certains instruments dérivés sont évalués en utilisant les cours aux chambres de compensation hors Bourse.

Niveau 3 - Lorsque les informations nécessaires pour une évaluation de niveau 1 ou de niveau 2 ne sont pas disponibles, les instruments dérivés doivent être évalués au moyen de données non observables ou établies en interne. Les raisons principales d'un classement au niveau 3 sont les suivantes :

- Bien que les évaluations aient été fondées sur les prix cotés, des hypothèses importantes sont nécessaires pour tenir compte des différentiels liés à la saison et au mois ainsi qu'à l'emplacement.
- La durée de certaines opérations se prolonge au-delà de la période où les prix cotés sont disponibles et, par conséquent, des hypothèses ont été faites afin d'extrapoler les prix de la dernière période visée jusqu'à la fin de la durée de l'opération.
- Les valeurs de certaines opérations étaient fondées sur des modèles internes même si des prix cotés ont été utilisés pour les évaluations.

Des actifs et passifs dérivés sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur.

Les tableaux suivants présentent le classement de la méthode utilisée par la société pour évaluer la juste valeur de ses instruments dérivés :

Au en millions de dollars	31 décembre 2024			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
<b>Actif</b>				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	15 \$	3 \$	– \$	18 \$
Contrats de change à terme	–	27	–	27
	15	30	–	45
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	2	23	5	30
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	13	52	27	92
	15	75	32	122
Moins : instruments dérivés classés comme détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	–	(1)	–	(1)
<b>Total de l'actif</b>	30	104	32	166
<b>Passif</b>				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	18 \$	19 \$	– \$	37 \$
Contrats de change à terme	–	3	–	3
	18	22	–	40
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	2	21	4	27
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	(11)	89	437	515
	(9)	110	441	542
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	–	34	–	34
Dérivés sur actions	2	–	–	2
	2	34	–	36
Moins : instruments dérivés classés comme détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	–	(1)	–	(1)
<b>Total du passif</b>	11	165	441	617
<b>Actif (passif) net</b>	19 \$	(61) \$	(409) \$	(451) \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Au en millions de dollars	31 décembre 2023			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
<b>Actif</b>				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	7 \$	6 \$	– \$	13 \$
Contrats de change à terme	–	3	–	3
	7	9	–	16
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	(5)	23	–	18
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	42	108	34	184
	37	131	34	202
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	–	18	–	18
Dérivés sur actions	4	–	–	4
	4	18	–	22
<b>Total de l'actif</b>	48	158	34	240
<b>Passif</b>				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	43	30	–	73
Contrats de change à terme	–	3	–	3
	43	33	–	76
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	–	24	–	24
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	13	19	365	397
	13	43	365	421
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	–	7	–	7
	–	7	–	7
<b>Total du passif</b>	56	83	365	504
<b>Actif (passif) net</b>	(8) \$	75 \$	(331) \$	(264) \$

La variation de la juste valeur des actifs et passifs financiers de niveau 3 pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 se présente comme suit :

en millions de dollars	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
<b>Actif</b>			
Solde au début de la période	– \$	34 \$	34 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	5	(7)	(2)
<b>Solde au 31 décembre 2024</b>	5 \$	27 \$	32 \$
<b>Passif</b>			
Solde au début de la période	– \$	365 \$	365 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	4	72	76
<b>Solde au 31 décembre 2024</b>	4 \$	437 \$	441 \$

Les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés sur le gaz naturel et l'électricité incluent des prix fixés par des tiers pour des instruments financiers basés sur des marchés peu liquides. Toute augmentation (diminution) importante d'une de ces données prise isolément se traduirait par une évaluation de la juste valeur considérablement plus faible (plus élevée). Les autres données non observables utilisées incluent les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne, le risque de crédit propre à l'entité et les taux d'actualisation. Les corrélations et différentiels établis en interne sont revus tous les trimestres à partir d'analyses statistiques des marchés au comptant dans les divers marchés à terme peu liquides. Les taux d'actualisation peuvent inclure une prime de risque pour les contrats de gré à gré à long terme assortis de points d'illiquidité au titre des prix futurs en vue de tenir compte de l'incertitude inhérente à ces points. Les primes de risque liées à des contrats à long terme sont évaluées par l'observation de pratiques semblables dans l'industrie et la tenue de discussions avec des pairs du secteur.

La société a recours à une technique d'évaluation fondée sur le modèle d'établissement des prix pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3. Le tableau suivant présente de l'information quantitative sur les données non observables importantes utilisées aux fins de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

en millions de dollars	Juste valeur		Données non observables importantes	Faible	Élevée	Moyenne pondérée <sup>1)</sup>
	Actif	Passif				
<b>Au 31 décembre 2024</b>						
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction - swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	5 \$	4 \$	Prix fixés par des tiers	25,60 \$	139,65 \$	82,63 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction - swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	27	437	Prix fixés par des tiers	2,20 \$	17,54 \$	8,57 \$
<b>Total</b>	<b>32 \$</b>	<b>441 \$</b>				
<b>Passif net</b>		<b>409 \$</b>				
<b>Au 31 décembre 2023</b>						
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction - swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	34 \$	365 \$	Prix fixés par des tiers	1,27 \$	16,25 \$	4,85 \$
<b>Total</b>	<b>34 \$</b>	<b>365 \$</b>				
<b>Passif net</b>		<b>331 \$</b>				

1) Les données non observables ont été pondérées selon la juste valeur relative des instruments.

La dette à long terme est un passif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur dans les bilans consolidés. Le solde se compose de ce qui suit :

Aux en millions de dollars	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
<b>31 décembre 2024</b>	<b>18 407 \$</b>	<b>17 941 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>17 688 \$</b>	<b>253 \$</b>	<b>17 941 \$</b>
31 décembre 2023	18 365 \$	16 621 \$	– \$	16 363 \$	258 \$	16 621 \$

La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard \$ US comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains. Les billets hybrides de la société sont convertibles sous condition en actions privilégiées en cas de faillite ou d'autres événements connexes. Une option de rachat pourra être exercée à compter du 15 juin 2026 au gré de la société. Les billets hybrides sont classés comme actifs financiers de niveau 2. Au 31 décembre 2024, la juste valeur des billets hybrides était de 1,2 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2023). Une perte de change après impôts de 139 millions de dollars a été comptabilisée dans le CAÉÉRÉ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (gain après impôts de 38 millions de dollars en 2023).

## 18. Opérations entre parties liées

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie ainsi que d'autres services, et conclut des opérations avec ses filiales, ses sociétés apparentées et d'autres sociétés liées selon des modalités conformes à celles offertes aux parties non liées. Les soldes et les opérations intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le résultat net au titre de certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés conformément aux normes comptables pour les entités à tarifs réglementés. Tous les montants ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

Les opérations importantes conclues entre Emera et ses sociétés liées sont les suivantes :

- Les opérations entre NSPI et NSPML liées à la cotisation à l'égard du lien maritime sont présentées dans les états des résultats consolidés. La charge de NSPI est présentée à titre de combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés, et correspond à un recouvrement de 324 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (charge de 163 millions de dollars en 2023). NSPML est comptabilisée comme un placement dans une société satellite et, par conséquent, les bénéfices liés à ces produits sont comptabilisés à titre de quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites.
- Les achats liés à la capacité de transport de gaz naturel de M&NP sont présentés dans les états des résultats consolidés. Les achats de M&NP, présentés sur la base du montant net, dans les produits d'exploitation - activités à tarifs non réglementés, ont totalisé 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (14 millions de dollars en 2023).

Aucun montant à payer ou à recevoir important entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés d'Emera aux 31 décembre 2024 et 2023.

## 19. Débiteurs et autres actifs à court terme

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Comptes clients - facturés	834 \$	805 \$
Comptes clients - non facturés	342	363
Capacité de transport capitalisée <sup>1)</sup>	216	358
Dépôts en garantie consentis à des tiers	198	101
Charges payées d'avance	105	105
Impôts sur les bénéfices à recevoir	22	10
Provision pour pertes de crédit	(12)	(15)
Divers	106	90
<b>Total des débiteurs et autres actifs à court terme</b>	<b>1 811 \$</b>	<b>1 817 \$</b>

1) La capacité de transport capitalisée représente la valeur au titre du transport/stockage reçue par EES dans le cadre des ententes de gestion d'actifs à la conclusion des contrats. L'actif est amorti sur la durée de chaque contrat.

## 20. Contrats de location

### PRENEUR

La société a conclu des contrats de location simple pour des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des véhicules sur rail. Les contrats de location d'Emera ont des durées résiduelles variant de 1 an à 61 ans, et certains sont assortis d'options de prolongation pouvant aller jusqu'à 65 ans. Ces options sont incluses dans la durée du contrat de location s'il est déterminé avec une certitude raisonnable qu'elles seront exercées.

Aux en millions de dollars	Classement	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Actifs au titre de droits d'utilisation	Autres actifs à long terme	52 \$	54 \$
Obligations locatives			
À court terme	Autres passifs à court terme	3	3
À long terme	Autres passifs à long terme	54	55
<b>Total des obligations locatives</b>		<b>57 \$</b>	<b>58 \$</b>

La société a comptabilisé des charges au titre des contrats de location de 123 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (127 millions de dollars en 2023), dont une tranche de 112 millions de dollars (119 millions de dollars en 2023) liée aux coûts variables des contrats de location-financement des installations de production d'électricité, qui figurent au poste « Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés » dans les états des résultats consolidés.

Le tableau suivant présente les paiements de loyer minimaux non résiliables à recevoir au titre des contrats de location simple pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite :

en millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Paievements de loyer minimaux	5 \$	3 \$	3 \$	3 \$	3 \$	115 \$	132 \$
Moins les intérêts théoriques							(75)
<b>Total</b>							<b>57 \$</b>

Renseignements supplémentaires sur les contrats de location d'Emera :

Pour les	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
Trésorerie payée pour les montants compris dans l'évaluation des obligations locatives :		
Flux de trésorerie d'exploitation liés aux contrats de location simple (en millions de dollars)	<b>10 \$</b>	8 \$
Actifs au titre de droits d'utilisation obtenus en échange d'obligations locatives :		
Contrats de location simple (en millions de dollars)	<b>- \$</b>	1 \$
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location (en années)	<b>44</b>	44
Taux d'actualisation moyen pondéré - contrats de location simple	<b>3,96 %</b>	3,93 %

## BAILLEUR

Le placement net de la société dans des contrats de location-financement et de location-vente se rapporte principalement au gazoduc Brunswick, à SeaCoast, aux stations de gaz naturel comprimé (« GNC »), à une installation produisant du gaz naturel renouvelable et aux pompes à chaleur.

La société gère son risque lié à la valeur résiduelle en vertu du contrat de location du gazoduc Brunswick en effectuant des opérations d'entretien courant de l'actif.

Les clients ont l'option d'acheter des actifs des stations de GNC en effectuant un paiement compensatoire à la date d'achat en fonction du taux de rendement interne cible ou peuvent prendre possession de l'actif de la station de GNC au terme de la durée du contrat de location à un prix nul. Les clients ont l'option d'acheter les pompes à chaleur au terme de la durée du contrat de location à un prix symbolique.

À compter d'octobre 2023, la société a loué une installation produisant du gaz naturel renouvelable à un producteur de biogaz, en vertu d'un contrat de location-vente. La durée du contrat de location de l'installation est de 15 ans, avec une valeur nominale d'achat à la fin de la durée et un placement net d'environ 35 millions \$ US.

Les produits non acquis liés aux contrats de location-financement et de location-vente sont comptabilisés en résultat sur la durée du contrat de location au moyen d'un taux d'intérêt constant égal au taux de rendement interne du contrat de location et sont inclus dans les postes « Produits d'exploitation - Activités à tarifs réglementés - Gaz » et « Autres produits nets » aux états des résultats consolidés.

Le placement net total dans des contrats de location-financement et de location-vente comprend ce qui suit :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Total des paiements de loyer minimaux à recevoir	1 310 \$	1 360 \$
Moins : montants représentant les frais accessoires estimatifs	(182)	(190)
Paiements de loyer minimaux à recevoir	1 128 \$	1 170 \$
Valeur résiduelle estimative des immobilisations louées (non garanties)	183	183
Moins : provision pour pertes sur créances	(2)	(2)
Moins : produits non acquis tirés de contrats de location-financement	(655)	(693)
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	654 \$	658 \$
Capital exigible à moins de un an (compris dans les « Débiteurs et autres actifs à court terme »)	44	37
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente - à long terme	610 \$	621 \$

Au 31 décembre 2024, les paiements de loyer minimaux à recevoir pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont les suivants :

en millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Paiements de loyer minimaux à recevoir	99 \$	100 \$	99 \$	97 \$	96 \$	819 \$	1 310 \$
Moins : frais accessoires							(182)
Total							1 128 \$

## 21. Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles se composaient des actifs des activités à tarifs réglementés et à tarifs non réglementés suivants :

Aux en millions de dollars	Durées de vie utile estimatives	31 décembre 2024 <sup>1)</sup>	31 décembre 2023
Production	De 5 à 131 ans	14 297 \$	13 500 \$
Transport	De 10 à 80 ans	3 106	2 835
Distribution	De 10 à 65 ans	8 512	7 417
Transport et distribution du gaz	De 15 à 75 ans	4 658	5 536
Centrale générale et divers <sup>2)</sup>	De 2 à 60 ans	3 078	2 985
Coût total		33 651	32 273
Moins : amortissement cumulé <sup>2)</sup>		(10 442)	(9 994)
Travaux de construction en cours <sup>2)</sup>		2 309	2 279
Valeur comptable nette		26 168 \$	24 376 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente et exclus du tableau ci-dessus. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

2) SeaCoast détient un droit de propriété indivis de 50 % dans une déviation de conduite de 42 km (26 milles) détenue conjointement située en Floride, qui a été mise en service en 2020. Au 31 décembre 2024, la part de SeaCoast dans l'usine en service était de 27 millions \$ US (27 millions \$ US en 2023), et l'amortissement cumulé, de 3 millions \$ US (2 millions \$ US en 2023). Le droit de propriété indivis de SeaCoast est financé par ses fonds et toutes les activités sont comptabilisées comme si la participation était une installation détenue en propriété exclusive. La part de SeaCoast dans les charges directes de la déviation de conduite détenue conjointement est incluse dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés.

## 22. Régimes d'avantages sociaux

Emera maintient un certain nombre de régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs, qui visent la quasi-totalité de ses employés. La société offre aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite à ses retraités.

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

### OBLIGATION AU TITRE DES PRESTATIONS ET ACTIFS DES RÉGIMES

Les variations de l'obligation au titre des prestations et des actifs des régimes et la situation de capitalisation des régimes se présentent comme suit :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2024		2023	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations projetées et de l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite :</b>				
Solde aux 1 <sup>er</sup> janvier	2 273 \$	227 \$	2 158 \$	243 \$
Coût des services	35	3	30	3
Cotisations des participants aux régimes	6	5	6	6
Intérêts débiteurs	110	12	111	13
Modifications des régimes	–	–	–	(14)
Prestations versées	(153)	(21)	(147)	(29)
Pertes actuarielles (gains actuariels) <sup>1)</sup>	13	(3)	146	10
Règlements et compressions	–	–	(8)	–
Écarts de conversion	83	18	(23)	(5)
Solde aux 31 décembre	2 367 \$	241 \$	2 273 \$	227 \$
<b>Variation des actifs des régimes :</b>				
Solde aux 1 <sup>er</sup> janvier	2 298 \$	48 \$	2 163 \$	46 \$
Cotisations de l'employeur	36	13	42	23
Cotisations des participants aux régimes	6	5	6	6
Prestations versées	(153)	(21)	(147)	(29)
Rendement réel des actifs, déduction faite des charges	226	4	262	3
Règlements et compressions	–	–	(8)	–
Écarts de conversion	80	5	(20)	(1)
Solde aux 31 décembre	2 493 \$	54 \$	2 298 \$	48 \$
Situation de capitalisation à la clôture de l'exercice	126 \$	(187) \$	25 \$	(179) \$

1) Les pertes actuarielles comptabilisées dans la période sont principalement attribuables aux changements du taux d'actualisation, à l'indexation plus élevée que prévu et aux modifications des hypothèses portant sur la rémunération.

### RÉGIMES DONT L'OBLIGATION AU TITRE DES PRESTATIONS PROJETÉES / L'OBLIGATION AU TITRE DES PRESTATIONS CONSTITUÉES DES AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE ÉTAIT SUPÉRIEURE AUX ACTIFS

La situation financière globale des régimes de retraite dont l'obligation au titre des prestations projetées ou l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite, pour les régimes d'avantages complémentaires de retraite, était supérieure aux actifs des régimes pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

en millions de dollars	2024		2023	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Obligation au titre des prestations projetées / obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite	95 \$	219 \$	120 \$	205 \$
Juste valeur des actifs des régimes	11	–	37	–
Situation de capitalisation	(84) \$	(219) \$	(83) \$	(205) \$

**RÉGIMES DONT L'OBLIGATION AU TITRE DES PRESTATIONS CONSTITUÉES ÉTAIT SUPÉRIEURE AUX ACTIFS**

L'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées était de 2 255 millions de dollars au 31 décembre 2024 (2 172 millions de dollars en 2023). La situation financière globale de ces régimes dont l'obligation au titre des prestations constituées était supérieure aux actifs se présente comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2024	2023
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes de retraite à prestations déterminées
Obligation au titre des prestations constituées	90 \$	114 \$
Juste valeur des actifs des régimes	11	37
Situation de capitalisation	(79) \$	(77) \$

**BILAN**

Les montants comptabilisés dans les bilans consolidés se composaient de ce qui suit :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024		31 décembre 2023	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Autres passifs à court terme	(5) \$	(21) \$	(5) \$	(18) \$
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	–	(1)	–	–
Passif à long terme	(78)	(196)	(78)	(187)
Autres actifs à long terme	208	–	108	26
Actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	1	31	–	–
CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts et des actifs réglementaires	354	22	385	20
Charge d'impôts sur les bénéfices dans le CAÉÉRÉ	(8)	(1)	(8)	(1)
Montant net comptabilisé	472 \$	(166) \$	402 \$	(160) \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

**MONTANTS COMPTABILISÉS DANS LE CAÉÉRÉ OU LES ACTIFS RÉGLEMENTAIRES**

Les gains et les pertes non amortis et les coûts au titre des services passés découlant des avantages complémentaires de retraite sont comptabilisés dans le CAÉÉRÉ ou les actifs réglementaires. Le tableau qui suit résume la variation du CAÉÉRÉ et des actifs réglementaires.

en millions de dollars	Actifs réglementaires	(Gains actuariels) pertes actuarielles	Gains au titre des services passés
<b>Régimes de retraite à prestations déterminées</b>			
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2024	324 \$	53 \$	– \$
Montant amorti au cours de la période	(9)	(3)	–
Ajout au cours de l'exercice	19	(67)	–
Variation du taux de change	29	–	–
Solde au 31 décembre 2024	363 \$	(17) \$	– \$
<b>Régimes d'avantages complémentaires de retraite</b>			
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2024	29 \$	(8) \$	(2) \$
Montant amorti au cours de la période	2	1	2
Retrait au cours de l'exercice	(5)	(1)	–
Variation du taux de change	3	–	–
Solde au 31 décembre 2024	29 \$	(8) \$	– \$

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024		31 décembre 2023	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
(Gains actuariels) pertes actuarielles	(17) \$	(8) \$	53 \$	(8) \$
Gains au titre des services passés	–	–	–	(2)
Charge d'impôts sur les bénéfices	8	1	8	1
CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts	(9)	(7)	61	(9)
Actifs réglementaires	363	29	324	29
CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts et des actifs réglementaires	354 \$	22 \$	385 \$	20 \$

## COMPOSANTES DU COÛT DES PRESTATIONS

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2024		2023	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Coût des services	35 \$	3 \$	30 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	110	12	111	13
Rendement prévu des actifs des régimes	(160)	(2)	(161)	(2)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles (gains actuariels)	3	(2)	1	(3)
Gains au titre des services passés	–	(2)	–	–
Actifs réglementaires	9	(2)	6	(2)
Règlements et compressions	–	1	2	–
Total	(3) \$	8 \$	(11) \$	9 \$

Le rendement prévu des actifs des régimes est établi d'après la valeur de marché des actifs des régimes de 2 571 millions de dollars au 1<sup>er</sup> janvier 2024 (2 577 millions de dollars en 2023), rajustée pour tenir compte de l'intérêt sur certains flux de trésorerie au cours de l'exercice. La valeur liée au marché des actifs repose sur la valeur lissée des actifs. Tout gain (ou perte) sur placement supérieur (ou inférieur) au rendement prévu des actifs des régimes est comptabilisé selon l'amortissement linéaire dans la valeur de marché des actifs sur une période de plusieurs années.

## RÉPARTITION DES ACTIFS DU RÉGIME DE RETRAITE

La politique en matière de placement d'Emera comprend une description de la philosophie de placement, du niveau de risque que la société est prête à accepter relativement au placement du capital de la caisse de retraite et du mode d'évaluation du rendement des actifs. L'objectif au chapitre de la répartition des actifs entre les principales catégories d'actifs est au cœur de cette politique. Il consiste à diversifier le risque et à réaliser des rendements des actifs qui satisfont aux hypothèses actuarielles des régimes ou les dépassent. La diversification des actifs diminue le risque inhérent aux marchés des capitaux en exigeant que les actifs soient répartis entre diverses catégories. Par ailleurs, à l'intérieur de chacune des catégories, les actifs sont diversifiés en étant placés dans un large éventail de titres de grande qualité et de qualité inférieure. La répartition cible des actifs d'Emera est comme suit :

Catégorie d'actifs	Fourchette cible - marché		
<i>Régimes de retraite canadiens</i>			
Titres à court terme	0 %	à	10 %
Titres à revenu fixe	34 %	à	49 %
Actions :			
Canadiennes	5 %	à	15 %
Autres que canadiennes	37 %	à	61 %
<i>Régimes de retraite autres que canadiens</i>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	0 %	à	10 %
Titres à revenu fixe	29 %	à	49 %
Actions	48 %	à	68 %

Les actifs des régimes de retraite sont supervisés par les comités de gestion des prestations de retraite au sein des sociétés partenaires. Tous les placements des fonds de retraite sont conformes aux politiques approuvées par le conseil d'administration de chaque société partenaire.

Les tableaux suivants présentent le classement de la méthode utilisée par la société pour évaluer la juste valeur de ses placements (se reporter à la note 17 pour en savoir davantage sur la hiérarchie et l'évaluation de la juste valeur) :

en millions de dollars	Valeur liquidative	Niveau 1	Niveau 2	Total	Pourcentage
<b>31 décembre 2024</b>					
Au					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	– \$	39 \$	– \$	39 \$	2 %
Éléments en transit, montant net	–	(27)	–	(27)	(1) %
<i>Titres de capitaux propres :</i>					
Actions canadiennes	–	109	–	109	4 %
Actions américaines	–	312	–	312	12 %
Autres actions	–	140	–	140	5 %
<i>Titres à revenu fixe :</i>					
Obligations gouvernementales	–	–	132	132	5 %
Siège social	–	–	92	92	4 %
Divers	–	–	22	22	1 %
Fonds communs de placement	–	13	–	13	1 %
Fonds de placement évalués à la valeur liquidative <sup>1)</sup>	1 142	–	–	1 142	46 %
Fiducies collectives communes évaluées à la valeur liquidative <sup>2)</sup>	519	–	–	519	21 %
<b>Total</b>	<b>1 661 \$</b>	<b>586 \$</b>	<b>246 \$</b>	<b>2 493 \$</b>	<b>100 %</b>

en millions de dollars	Valeur liquidative	Niveau 1	Niveau 2	Total	Pourcentage
<b>31 décembre 2023</b>					
Au					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	– \$	40 \$	– \$	40 \$	2 %
Éléments en transit, montant net	–	(9)	–	(9)	– %
<i>Titres de capitaux propres :</i>					
Actions canadiennes	–	96	–	96	4 %
Actions américaines	–	141	–	141	6 %
Autres actions	–	112	–	112	5 %
<i>Titres à revenu fixe :</i>					
Obligations gouvernementales	–	–	172	172	8 %
Siège social	–	–	90	90	4 %
Divers	–	4	5	9	– %
Fonds communs de placement	–	50	–	50	2 %
Divers	–	6	(1)	5	– %
Fonds de placement évalués à la valeur liquidative <sup>1)</sup>	1 006	–	–	1 006	44 %
Fiducies collectives communes évaluées à la valeur liquidative <sup>2)</sup>	586	–	–	586	25 %
<b>Total</b>	<b>1 592 \$</b>	<b>440 \$</b>	<b>266 \$</b>	<b>2 298 \$</b>	<b>100 %</b>

1) Les placements évalués à la valeur liquidative sont des fonds communs de placement enregistrés et non enregistrés, des fiducies de placement collectif ou des fonds en gestion commune. Les valeurs liquidatives sont calculées au moins mensuellement, et des activités de souscription et de rachat ont cours à intervalles réguliers.

2) Les fiducies collectives communes sont des fonds privés évalués à la valeur liquidative. Les valeurs liquidatives sont calculées à partir du cours acheteur des titres sous-jacents. Comme les cours ne sont pas publiés à des sources externes, la valeur liquidative est utilisée comme mesure de simplification. Certains fonds investissent principalement dans des titres de capitaux propres d'émetteurs nationaux et étrangers, tandis que d'autres investissent dans des actifs à revenu fixe de qualité supérieure de longue durée libellés en dollars américains et cherchent à accroître le rendement par une gestion active des risques de taux d'intérêt et de crédit. Des activités de souscription et de rachat ont cours à intervalles réguliers.

## RÉGIMES D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Aucun actif n'est mis de côté pour financer la majeure partie des coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite de la société. Selon la pratique courante, les prestations pour soins de santé postérieures à la retraite sont financées par les fonds généraux, au besoin. L'exception à cette pratique est le régime de soins de santé pour retraités de NMGC, qui est entièrement capitalisé.

## PLACEMENTS DANS EMERA

Aux 31 décembre 2024 et 2023, les actifs liés aux caisses de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite ne détenaient aucun placement important dans les titres d'Emera ou de ses filiales. Cependant, comme une partie importante des actifs des régimes est détenue dans un regroupement d'actifs, il pourrait y avoir des placements indirects dans ces titres.

**FLUX DE TRÉSORERIE**

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie prévus des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite :

en millions de dollars	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
<b>Cotisations de l'employeur prévues</b>		
2025	41 \$	21 \$
<b>Versements de prestations prévus</b>		
2025	175	23
2026	179	23
2027	182	23
2028	184	23
2029	186	22
2030-2034	950	103

**HYPOTHÈSES**

Le tableau suivant présente les hypothèses qui ont été utilisées pour comptabiliser les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite :

(hypothèses moyennes pondérées)	2024		2023	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
<b>Obligation au titre des prestations - aux 31 décembre :</b>				
Taux d'actualisation - services passés	5,07 %	4,91 %	4,89 %	4,89 %
Taux d'actualisation - services futurs	5,12 %	5,00 %	4,88 %	4,89 %
Taux de croissance de la rémunération	3,73 %	3,72 %	3,87 %	3,85 %
Tendance du coût des soins de santé - taux initial (prochain exercice)	-	6,53 %	-	6,04 %
- taux ultime	-	3,77 %	-	3,76 %
- exercice où le taux ultime devrait être atteint		2044		2043
<b>Coût des prestations pour les exercices clos les 31 décembre :</b>				
Taux d'actualisation - services passés	4,89 %	4,89 %	5,33 %	5,31 %
Taux d'actualisation - services futurs	4,88 %	4,89 %	5,34 %	5,32 %
Rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,43 %	3,69 %	6,56 %	2,16 %
Taux de croissance de la rémunération	3,87 %	3,85 %	3,62 %	3,61 %
Tendance du coût des soins de santé - taux initial (exercice considéré)	-	6,04 %	-	5,40 %
- taux ultime	-	3,76 %	-	3,77 %
- exercice où le taux ultime devrait être atteint		2043		2043

Les hypothèses réelles utilisées varient selon le régime.

Le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes repose sur les taux de rendement réels historiques et projetés pour la répartition actuelle des actifs des régimes et sur le taux d'inflation présumé. Un taux de rendement réel est calculé pour chaque catégorie d'actifs. Selon la répartition des actifs, un taux de rendement réel prévu global est établi pour l'ensemble des actifs. Le rendement des actifs présumé correspond au taux de rendement réel global présumé majoré du taux d'inflation présumé, rajusté pour tenir compte des charges présumées qui devront être acquittées par le régime.

Le taux d'actualisation est fondé sur des obligations de sociétés à long terme de qualité, dont les échéances correspondent aux flux de trésorerie estimatifs du régime de retraite.

**RÉGIME DE RETRAITE À COTISATIONS DÉTERMINÉES**

Emera offre également un régime de retraite à cotisations déterminées à certains employés. Les cotisations de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont totalisé 51 millions de dollars (45 millions de dollars en 2023).

## 23. Écart d'acquisition

La variation de l'écart d'acquisition pour les exercices clos les 31 décembre est attribuable à ce qui suit :

en millions de dollars	2024	2023
Solde aux 1 <sup>er</sup> janvier	5 871 \$	6 012 \$
Variation du taux de change	504	(141)
Perte de valeur	(214)	–
Classement à titre d'actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	(303)	–
Solde aux 31 décembre	5 858 \$	5 871 \$

1) Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

L'écart d'acquisition est soumis chaque année à un test de dépréciation au niveau de l'unité d'exploitation. L'écart d'acquisition présenté aux bilans consolidés d'Emera au 31 décembre 2024 se rapporte à TECO Energy, Inc. Les unités d'exploitation avec un écart d'acquisition sont TEC, PGS et NMGC.

Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Du fait que le produit de la transaction sur la vente en cours sera inférieur à la valeur comptable de NMGC, la société a procédé à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'unité d'exploitation NMGC. Il a été établi que la valeur comptable de NMGC dépassait la juste valeur du produit de la transaction prévu et, par conséquent, une perte de valeur de l'écart d'acquisition sans effet sur la trésorerie de 210 millions de dollars avant impôts a été comptabilisée au troisième trimestre de 2024, ce qui a réduit à 303 millions de dollars le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation NMGC au 31 décembre 2024. Cette charge sans effet sur la trésorerie est incluse au poste « Perte de valeur » dans les états des résultats consolidés.

En 2024, une évaluation qualitative a été réalisée pour TEC en raison de l'excédent important de sa juste valeur par rapport à sa valeur comptable qui a été établie dans le cadre du dernier test de dépréciation quantitatif effectué au quatrième trimestre de 2023. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de cette unité d'exploitation dépasse sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Par conséquent, aucun test quantitatif n'a été requis. Compte tenu du temps écoulé depuis le dernier test de dépréciation quantitatif pour l'unité d'exploitation PGS, Emera a choisi de ne pas réaliser d'évaluation qualitative et de procéder plutôt à un test de dépréciation quantitatif au cours du quatrième trimestre de 2024 en utilisant une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché. Selon ce test, la juste valeur de l'unité d'exploitation PGS dépassait sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et par conséquent aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

## 24. Dette à court terme

Les emprunts à court terme d'Emera se composent d'émissions de papier commercial, d'avances sur les facilités de crédit renouvelables et non renouvelables, et de billets à court terme. La dette à court terme et les taux d'intérêt moyens pondérés connexes aux 31 décembre étaient comme suit :

en millions de dollars	2024	Taux d'intérêt moyen pondéré	2023	Taux d'intérêt moyen pondéré
<b>Entreprise de services publics d'électricité en Floride</b>				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables	915 \$	4,77 %	277 \$	5,68 %
<b>Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure</b>				
PGS - avances sur les facilités de crédit renouvelables	199	5,36 %	73	6,36 %
NMGC - avances sur les facilités de crédit renouvelables	46	5,52 %	25	6,46 %
<b>Autres entreprises de services publics d'électricité</b>				
GBPC - avances sur les facilités de crédit renouvelables	19	7,20 %	8	5,54 %
<b>Divers</b>				
TECO Finance - avances sur les facilités de crédit renouvelables et à terme	265	5,53 %	245	6,54 %
Emera - dette bancaire	2	– %	9	– %
Emera - facilités de crédit à terme non renouvelable	–	– %	796	6,07 %
	1 446 \$		1 433 \$	
<b>Rajustement</b>				
Classement à titre de passifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	(46)		–	
<b>Dette à court terme</b>	<b>1 400 \$</b>		<b>1 433 \$</b>	

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Le total des facilités de crédit non garanties, renouvelables et non renouvelables, à court terme de la société, les emprunts en cours et les montants disponibles aux 31 décembre étaient comme suit :

en millions de dollars	Échéance	2024	2023
TEC - facilité de crédit renouvelable consentie	2028	1 151 \$	401 \$
TECO Finance - facilité de crédit renouvelable consentie	2028	576	529
PGS - facilité de crédit renouvelable	2028	360	331
NMGC - facilité de crédit renouvelable	2026	180	165
Emera - facilité de crédit à terme non renouvelable	2024	–	400
Emera - facilité de crédit à terme non renouvelable	2024	–	400
TEC - facilité de crédit renouvelable	2024	–	265
TEC - facilité de crédit renouvelable	2024	–	265
Divers - facilités de crédit renouvelables consenties	Variées	35	17
<b>Total</b>		<b>2 302 \$</b>	<b>2 773 \$</b>
Moins :			
Avances sur les facilités de crédit renouvelables et à terme		1 400	1 433
Lettres de crédit émises dans le cadre de facilités de crédit		4	3
<b>Total des avances sur les facilités disponibles</b>		<b>1 404</b>	<b>1 436</b>
<b>Montant disponible en vertu des facilités existantes</b>		<b>898 \$</b>	<b>1 337 \$</b>

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2024 était de 5,05 % (5,95 % en 2023).

#### ACTIVITÉ DE FINANCEMENT IMPORTANTE RÉCENTE PAR SECTEUR

##### ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN FLORIDE

Le 1<sup>er</sup> avril 2024, TEC a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 800 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 1<sup>er</sup> décembre 2028. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

##### DIVERS

Le 24 juin 2024, Emera a remboursé sa facilité de crédit à terme non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars qui devait arriver à échéance en août 2024.

Le 17 juin 2024, Emera a remboursé 200 millions de dollars sur la facilité de crédit à terme non renouvelable et non garantie de décembre 2024, la faisant passer de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars. En décembre 2024, Emera a remboursé 200 millions de dollars à l'échéance.

Le 1<sup>er</sup> avril 2024, TECO Finance a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 400 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 1<sup>er</sup> décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

## 25. Autres passifs à court terme

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Charges à payer	189 \$	172 \$
Intérêts courus sur la dette à long terme	106	107
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 22)	26	23
Taxe de vente et autres taxes à payer	11	11
Impôts sur les bénéfices à payer	4	2
Divers	153	112
	<b>489 \$</b>	<b>427 \$</b>

## 26. Dette à long terme

Les obligations, les billets et les débetures sont assortis de taux d'intérêt fixes et ne sont pas garantis, à moins d'indication contraire. La dette comprend certaines acceptations bancaires et du papier commercial lorsque la société a l'intention et la liberté de refinancer les obligations pour une période supérieure à un an.

La dette à long terme aux 31 décembre se détaillait comme suit :

en millions de dollars	Taux d'intérêt moyen pondéré <sup>1)</sup>		Échéance	2024	2023
	2024	2023			
<b>Entreprise de services publics d'électricité en Floride</b>					
Billets non garantis de premier rang	4,36 %	4,61 %	2029-2051	5 720 \$	5 654 \$
<b>Entreprises de services publics d'électricité au Canada</b>					
NSPI - papier commercial <sup>2)</sup>	Variable	Variable	2029	177 \$	721 \$
NSPI - Billets non garantis de premier rang	5,12 %	5,13 %	2025-2097	3 184	3 165
				<b>3 361 \$</b>	<b>3 886 \$</b>
<b>Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure</b>					
PGS - billets non garantis de premier rang	5,63 %	5,63 %	2028-2053	1 331 \$	1 223 \$
NMGC - billets non garantis de premier rang	3,78 %	3,78 %	2026-2051	698	642
NMGC - billets à ordre non garantis	s. o.	Variable	2024	-	30
NMGI - billets non garantis de premier rang	s. o.	3,64 %	2024	-	198
EBP - billets à ordre garantis	Variable	Variable	2028	250	246
				<b>2 279 \$</b>	<b>2 339 \$</b>
<b>Autres entreprises de services publics d'électricité</b>					
Billets à ordre non garantis	4,06 %	4,78 %	2025-2028	143 \$	121 \$
Billets à ordre non garantis	Variable	Variable	2025-2027	104	104
Billets de premier rang et débetures <sup>3)</sup>	2,38 %	3,06 %	2026-2040	169	197
				<b>416 \$</b>	<b>422 \$</b>
<b>Divers</b>					
Billets à ordre non garantis	Variable	Variable	2026-2029	992 \$	465 \$
Billets non garantis de premier rang	3,99 %	3,65 %	2026-2046	3 525	3 637
Billets non garantis de premier rang	4,84 %	4,84 %	2030	500	500
Billets subordonnés à taux fixe-variable <sup>4)</sup>	6,75 %	6,75 %	2076	1 727	1 587
Billets subordonnés de second rang	7,63 %	0,00 %	2054	720	-
				<b>7 464 \$</b>	<b>6 189 \$</b>
<b>Ajustements</b>					
Frais d'émission de dette				(137)	(125)
Classement à titre de passifs détenus en vue de la vente <sup>5)</sup>				(696)	-
Montant à payer à moins de un an <sup>6)</sup>				(234)	(676)
				<b>(1 067) \$</b>	<b>(801) \$</b>
<b>Dette à long terme</b>				<b>18 173 \$</b>	<b>17 689 \$</b>

1) Taux d'intérêt moyen pondéré de la dette à long terme à taux fixe.

2) Les billets à escompte sont adossés à une facilité de crédit renouvelable qui vient à échéance en 2029.

3) Les billets sont émis et payables en dollars américains ou en dollars de la Barbade (BBD).

4) En 2024, la société a comptabilisé des intérêts débiteurs de 110 millions de dollars (109 millions de dollars en 2023) relativement à ses billets subordonnés à taux fixe-variable.

5) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Au 31 décembre 2024, les passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

6) Exclut les montants de NMGC qui sont classés comme passifs à court terme liés aux actifs détenus en vue de la vente.

Le total des facilités de crédit renouvelables à long terme de la société, les emprunts en cours et les montants disponibles aux 31 décembre étaient comme suit :

en millions de dollars	Échéance	2024	2023
Emera - facilité de crédit renouvelable consentie <sup>1)</sup>	Juin 2029	1 300 \$	900 \$
NSPI - facilité de crédit renouvelable <sup>1)</sup>	Juin 2029	800	800
Emera - facilité de crédit non renouvelable et non garantie	Février 2026	200	400
TEC - facilité de crédit renouvelable consentie non garantie	Décembre 2026	–	657
NSPI - facilité de crédit non renouvelable	Juillet 2024	–	400
NMGC - facilité de crédit non renouvelable et non garantie	Mars 2024	–	30
ECI - facilités de crédit renouvelables	Octobre 2024	–	10
<b>Total</b>		<b>2 300 \$</b>	<b>3 197 \$</b>
Moins :			
Emprunts sur les facilités de crédit		1 169	1 884
Lettres de crédit émises dans le cadre de facilités de crédit		12	6
<b>Montant utilisé sur les facilités disponibles</b>		<b>1 181 \$</b>	<b>1 890 \$</b>
<b>Montant disponible en vertu des facilités existantes</b>		<b>1 119 \$</b>	<b>1 307 \$</b>

1) Les avances sur la facilité de crédit renouvelable peuvent être effectuées au moyen de découverts sur les comptes jusqu'à concurrence de 50 millions de dollars.

## CLAUSES RESTRICTIVES

Emera et ses filiales sont assujetties à des clauses restrictives visant leur dette dans le cadre de leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives font régulièrement l'objet d'un suivi, et la société respecte actuellement leurs exigences. Les clauses restrictives importantes auxquelles est assujettie Emera sont présentées ci-après :

	Clauses restrictives	Exigences	Au 31 décembre 2024
<b>Emera</b>			
Facilité de crédit consortiale	Ratio de la dette sur le capital	Inférieur ou égal à 0,70 sur 1	0,55 : 1

## ACTIVITÉ DE FINANCEMENT IMPORTANTE RÉCENTE PAR SECTEUR

### ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ EN FLORIDE

Le 12 juillet 2024, TEC a remboursé un billet de 300 millions \$ US à l'échéance. Ce billet a été remboursé grâce au produit tiré de l'émission de papier commercial.

Le 30 janvier 2024, TEC a émis pour 500 millions \$ US d'obligations non garanties de premier rang qui portent intérêt à 4,90 % et viennent à échéance le 1<sup>er</sup> mars 2029. Le produit de cette émission a été principalement affecté au remboursement des emprunts à court terme en cours aux termes de la facilité de crédit de 5 ans.

### ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie pour en reporter l'échéance du 15 juillet 2024 au 24 juin 2025 et faire passer le montant disponible de 400 millions de dollars à 300 millions de dollars. Le 16 décembre 2024, NSPI a remboursé sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 300 millions de dollars.

Le 24 juin 2024, NSPI a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie pour en reporter l'échéance du 16 décembre 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 13 juin 2024, NSPI a conclu une facilité de crédit non renouvelable pour financer le projet de stockage par batteries. NSPI peut demander des fonds au titre de la facilité chaque trimestre pour des montants liés aux coûts engagés dans le cadre du projet jusqu'à concurrence du total de l'engagement correspondant au moins élevé de 120 millions de dollars et 45,06 % du total des coûts admissibles du projet sur la durée de l'entente. La facilité restera disponible jusqu'à 6 mois après l'achèvement du projet, sans excéder le 21 mai 2027, et vient à échéance 20 ans après la fin de la période. Au 31 décembre 2024, NSPI avait prélevé 19 millions de dollars sur la facilité, qui porte intérêt à un taux de 2,51 %.

### ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS DE GAZ NATUREL ET D'INFRASTRUCTURE

Le 10 décembre 2024, Brunswick Pipeline a modifié son entente de prêt non renouvelable. La date d'échéance a été reportée à décembre 2028 et comprend maintenant des remboursements de capital annuels.

Le 30 juillet 2024, New Mexico Gas Intermediate, Inc. a remboursé ses billets à taux fixe de 150 millions \$ US à l'échéance.

### AUTRES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Le 2 mai 2024, BLPC a modifié sa facilité de prêt de 92 millions de dollars barbadiens (46 millions \$ US) pour en reporter l'échéance du 19 février 2025 au 19 juillet 2028. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

**DIVERS**

Le 24 juin 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie, la faisant passer de 900 millions de dollars à 1 300 millions de dollars. Emera a également reporté l'échéance du 24 juin 2027 au 24 juin 2029. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 15 juin 2024, Emera Finance a remboursé les billets de premier rang de 300 millions \$ US à l'échéance.

Le 18 juin 2024, EUSHI Finance, Inc. a procédé à une émission de billets subordonnés de second rang à un taux rajustable fixe-fixe de 500 millions \$ US. Les billets portent intérêt initialement à un taux de 7,625 % et seront rajustés le 15 décembre 2029, puis tous les cinq ans par la suite, à un taux annuel correspondant au taux des bons du Trésor américain à cinq ans majoré de 3,136 %. Les billets viennent à échéance le 15 décembre 2054. EUSHI Finance, Inc. peut, à son gré, racheter les billets, en totalité ou en partie, 90 jours avant la première date de révision des intérêts, et toute date de paiement semestriel des intérêts par la suite, à un prix de rachat égal au principal.

Le 16 février 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 19 février 2024 au 19 février 2025. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente. Le 19 juillet 2024, Emera a réduit le montant de la facilité, la faisant passer de 400 millions de dollars à 200 millions de dollars. Le 20 février 2025, Emera a prolongé l'entente d'un an, soit jusqu'en février 2026, sans aucune autre modification aux modalités. Cette facilité a été classée dans la dette à long terme au 31 décembre 2024.

**ÉCHÉANCES DE LA DETTE À LONG TERME**

Au 31 décembre 2024, les échéances de la dette à long terme, y compris les obligations en vertu de contrats de location-acquisition, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

en millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Entreprise de services publics d'électricité en Floride	– \$	– \$	– \$	– \$	720 \$	5 000 \$	5 720 \$
Entreprises de services publics d'électricité au Canada	125	40	–	–	217	2 979	3 361
Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	31	132	31	535	31	1 519	2 279
Autres entreprises de services publics d'électricité	78	101	89	116	4	28	416
Divers	–	3 006	–	–	792	3 666	7 464
<b>Total</b>	<b>234 \$</b>	<b>3 279 \$</b>	<b>120 \$</b>	<b>651 \$</b>	<b>1 764 \$</b>	<b>13 192 \$</b>	<b>19 240 \$</b>

**27. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations**

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont surtout liées à la remise en état de terrains sur les sites où se trouvent les installations de turbines à combustion et les centrales thermiques et hydroélectriques de la société, ainsi qu'à l'élimination des biphényles polychlorés dans son matériel de transport et de distribution et à l'emplacement du gazoduc. Certains actifs liés à l'hydroélectricité, au transport et à la distribution peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations additionnelles qui ne peuvent être évaluées étant donné que ces actifs devraient être utilisés pendant une période indéterminée, d'où l'impossibilité d'estimer raisonnablement la juste valeur de toute obligation connexe.

La variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

en millions de dollars	2024	2023
Solde aux 1 <sup>er</sup> janvier	<b>192 \$</b>	174 \$
Ajouts	<b>11</b>	–
Charge de désactualisation incluse dans la dotation aux amortissements	<b>10</b>	9
Variation du taux de change	<b>5</b>	(1)
Révision des flux de trésorerie estimatifs	<b>2</b>	–
Charge de désactualisation reportée à titre d'actif réglementaire (incluse dans les immobilisations corporelles)	<b>–</b>	18
Classement à titre d'actifs détenus en vue de la vente <sup>1)</sup>	<b>(1)</b>	–
Passifs réglés	<b>(2)</b>	(8)
<b>Solde aux 31 décembre</b>	<b>217 \$</b>	192 \$

1) Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

## 28. Engagements et éventualités

### A. Engagements

Au 31 décembre 2024, les engagements contractuels (sauf les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, la dette à long terme et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations) pour les cinq prochains exercices et au total par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	2025	2026	2027	2028	2029	Par la suite	Total
Achat d'électricité <sup>1)</sup>	307 \$	277 \$	368 \$	368 \$	369 \$	4 487 \$	6 176 \$
Transport <sup>2), 3)</sup>	742	545	544	454	412	3 228	5 925
Projets en immobilisations	604	287	24	–	–	–	915
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage <sup>4)</sup>	591	94	21	5	–	–	711
Divers	160	95	80	59	59	264	717
	2 404 \$	1 298 \$	1 037 \$	886 \$	840 \$	7 979 \$	14 444 \$

Comme il est indiqué ci-après, les obligations contractuelles au 31 décembre 2024 comprennent celles liées à NMGC. À la réalisation de la vente de NMGC, toutes les obligations contractuelles futures qui restent seront transférées à l'acheteur. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

- 1) Obligation annuelle d'achat de production d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres entreprises de services publics en vertu de contrats de durées variables.
- 2) Comprend 86 millions de dollars liés à NMGC (30 millions de dollars en 2025, 24 millions de dollars en 2026, 16 millions de dollars en 2027, 12 millions de dollars en 2028 et 4 millions de dollars en 2029).
- 3) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 135 millions de dollars lié à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast venant à échéance en 2040.
- 4) Comprend 177 millions de dollars liés à NMGC (109 millions de dollars en 2025, 52 millions de dollars en 2026, 13 millions de dollars en 2027 et 3 millions de dollars en 2028).

NSPI est tenue par une obligation contractuelle de verser sur une période d'environ 38 ans un montant à NSPML pour l'utilisation du lien maritime, à compter de la date de sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. En novembre 2024, la Régie a approuvé le recouvrement des coûts du lien maritime jusqu'à 197 millions de dollars auprès de NSPI en 2025. Le calendrier et les montants dus à NSPML pour le reste de la période d'engagement de 38 ans dépendent de l'approbation de la Régie.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport au Nouveau-Brunswick pendant les périodes estivales (d'avril à octobre inclusivement) pour l'utilisation de NLH, au besoin, depuis le 15 août 2021, et les activités de transport se poursuivront pendant 50 ans. À mesure que les droits de transport sont visés par des contrats, les obligations connexes sont comptabilisées sous le poste « Divers » du tableau ci-dessus.

### B. Poursuites judiciaires

#### SITES VISÉS PAR UN « SUPERFUND » ET ANCIENS SITES D'USINES DE GAZ MANUFACTURÉ

Auparavant, TEC était une partie potentiellement responsable (« PPR ») à l'égard de certains sites visés par un « Superfund » par l'entremise de sa division Tampa Electric et d'anciennes divisions PGS, ainsi que d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé par l'entremise de sa division PGS. À la suite de la séparation de la division PGS en une entité juridique distincte, Peoples Gas System, Inc. est maintenant également une PPR pour tous ces sites (en plus d'être une PPR de tiers pour certains sites). Bien que la responsabilité solidaire associée à ces sites demeure la même à la suite de la séparation juridique de la division PGS, les sites peuvent continuer de nécessiter des coûts de réponse élevés. Au 31 décembre 2024, la responsabilité financière solidaire des services publics de Floride est estimée à 17 millions de dollars (12 millions \$ US), touchant surtout PGS. Cette estimation se fonde sur l'hypothèse que les autres PPR mises en cause sont des sociétés solvables. Cette somme a été comptabilisée et est principalement reflétée dans le passif à long terme sous le poste « Autres passifs à long terme » du bilan consolidé. Le coût des réparations des dommages causés à l'environnement associé à ces sites devrait être payé sur de nombreuses années.

Les sommes estimées ne représentent que la partie des coûts de nettoyage attribuable aux services publics de Floride. Les estimations établies pour l'exécution des travaux sont fondées sur l'expérience des services publics de Floride dans des travaux similaires, rajustées en fonction des conditions propres au site et des ententes conclues avec les organismes gouvernementaux respectifs. Les estimations sont en dollars courants, elles ne sont pas actualisées et elles ne tiennent pas compte des recouvrements d'assurance.

Dans les cas où d'autres PPR sont mises en cause, la plupart d'entre elles sont jugées actuellement solvables et le demeureront fort probablement pendant toute la durée des travaux de remise en état. Toutefois, dans les cas où elles ne le sont pas, les services publics de Floride pourraient devoir prendre à leur charge davantage que leur quote-part réelle des coûts de remise en état qui leur ont été attribués. Parmi les autres facteurs pouvant avoir une incidence sur les estimations figurent d'autres vérifications et enquêtes pouvant élargir l'étendue des activités de nettoyage, d'autres responsabilités pouvant découler des activités de nettoyage elles-mêmes ou la modification de lois ou de règlements pouvant nécessiter d'autres travaux de remise en état. Selon la réglementation en vigueur, ces coûts sont récupérables par l'entremise des tarifs imposés aux abonnés qui ont été établis dans le cadre de décisions ultérieures concernant les tarifs de base.

## AUTRES POURSUITES JUDICIAIRES

Emera et ses filiales peuvent être parties, de temps à autre, à des poursuites judiciaires, des réclamations et des litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, de l'avis de la société, ne devraient raisonnablement pas avoir une incidence négative importante sur sa situation financière.

## C. Principaux risques financiers et incertitudes

Emera est d'avis que les principaux risques financiers suivants pourraient avoir une incidence défavorable importante sur Emera ou ses filiales, ou sur leurs activités, leurs liquidités, leur accès au capital ou leur coût du capital, leur situation financière, leurs perspectives ou leurs résultats d'exploitation (ci-après appelés « incidence négative importante »). Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de l'évaluation à la juste valeur dans les notes 16 et 17.

L'application de saines pratiques de gestion des risques est une activité essentielle pour exploiter la société de façon efficace et pour réaliser sa stratégie avec succès. Emera a un processus de gestion des risques en place à l'échelle de la société, surveillé par son comité de gestion des risques d'entreprise et suivi de près par le conseil d'administration, afin de s'assurer que les risques sont identifiés, évalués, surveillés et soumis à des contrôles appropriés. Le conseil d'administration dispose d'un comité des risques et du développement durable qui l'aide à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance du risque et du développement durable. Le mandat du comité est la surveillance du cadre de gestion des risques d'entreprise de la société, y compris l'identification, l'évaluation, la surveillance et la gestion des risques d'entreprise.

### RISQUE RÉGLEMENTAIRE ET POLITIQUE

Les filiales à tarifs réglementés de la société et certains placements sont assujettis à des cadres législatifs et réglementaires complexes qui couvrent des aspects importants de leurs activités. Ces cadres ont une incidence sur des facteurs clés comme les tarifs et les structures de coûts, les produits requis, les rendements des capitaux propres autorisés, les structures de capital, la base tarifaire et les dépenses d'investissement, ainsi que le recouvrement des coûts d'achat d'électricité et de combustible et d'autres coûts. Les organismes de réglementation examinent également par mesure de prudence les coûts et prennent d'autres décisions qui peuvent avoir une incidence sur les tarifs des clients et la fiabilité du service. Les services publics d'Emera doivent obtenir l'approbation des organismes de réglementation pour des aspects importants de leurs activités, y compris la modification ou l'ajout de tarifs ou d'avenants. De telles approbations nécessitent souvent des audiences publiques auxquelles participent de nombreuses parties prenantes, et rien ne garantit l'issue ou l'incidence d'un processus ou d'une décision réglementaire.

Si Emera n'est pas en mesure de recouvrer en temps opportun un montant important de coûts ou un rendement sur le capital investi au moyen de mécanismes réglementaires ou autrement, qu'elle n'est pas autorisée à recouvrer certains coûts, qu'elle est assujettie à des pénalités réglementaires, qu'elle n'est pas autorisée à engager des dépenses d'investissement ou qu'elle n'est pas autorisée à investir dans certains actifs de services publics ou à s'en départir, cela pourrait entraîner une incidence négative importante, y compris une perte de valeur. Le décalage réglementaire, c'est-à-dire le délai entre l'engagement des coûts et l'octroi des tarifs pour le recouvrement de ces coûts par les autorités de réglementation, peut également avoir une incidence négative importante.

Les aspects liés à l'acquisition, à la propriété, à l'exploitation, à l'emplacement, à la planification, à la construction et à la mise hors service des installations de production, d'entreposage, de transport et de distribution d'électricité, et des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel sont également assujettis aux processus réglementaires et à l'approbation des organismes de réglementation, des ministères et organismes gouvernementaux et d'autres tiers. L'incapacité d'obtenir, de maintenir et de renouveler ces approbations ou des modifications importantes des modalités de celles-ci pourraient avoir une incidence négative importante.

Le cadre réglementaire, le processus et les décisions réglementaires peuvent également subir une incidence négative liée à des changements au sein du gouvernement, des changements dans les politiques gouvernementales ou publiques, des modifications législatives, des décisions réglementaires, des changements géopolitiques, des changements dans l'environnement économique ou d'autres facteurs. L'interférence des gouvernements dans le processus réglementaire ou les décisions réglementaires est susceptible de miner la stabilité, la prévisibilité et l'indépendance réglementaires. De telles modifications pourraient avoir une incidence négative importante.

### RISQUE DE CHANGE

La société est exposée aux variations des taux de change. Emera exerce ses activités à l'échelle internationale, et réalise une part importante de son bénéfice net à l'extérieur du Canada. C'est pourquoi la société est exposée à des variations des taux de change entre le dollar canadien et, notamment, le dollar américain, qui pourraient avoir une incidence favorable ou défavorable sur ses résultats.

Emera gère le risque de change en utilisant la dette libellée en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis et peut recourir à des dérivés de change afin de couvrir certaines transactions spécifiques et l'exposition de ses bénéfices. La société peut conclure des contrats de change à terme et des swaps sur devises pour limiter son exposition à certaines opérations en devises comme les achats de combustible, les flux de produits d'exploitation et les dépenses en immobilisations, ainsi qu'à son bénéfice net généré à l'extérieur du Canada. Le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permet de recouvrer les coûts prudemment engagés, y compris le change.

La société n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation ou de spéculation de devises, ou pour couvrir la valeur de ses placements dans des filiales étrangères. Les gains et pertes de change sur les placements nets dans des filiales étrangères n'ont aucune incidence sur le bénéfice net puisqu'ils sont comptabilisés dans le CAÉÉR.

## RISQUE LIÉ À LA LIQUIDITÉ ET AUX MARCHÉS FINANCIERS

Le risque de liquidité s'entend du risque qu'Emera ne dispose pas des fonds suffisants pour s'acquitter de ses obligations financières. L'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt d'Emera sont assujettis à plusieurs facteurs de risque, notamment la conjoncture des marchés financiers, les perturbations des marchés et les notes de crédit accordées par divers analystes du marché, y compris les agences de notation. Les perturbations des marchés financiers pourraient empêcher Emera d'émettre de nouveaux titres, ou la contraindre à en émettre selon des modalités peu avantageuses. Le plan de croissance d'Emera nécessite des investissements importants dans les immobilisations corporelles et le risque de variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence négative sur le coût du financement. Il est possible que l'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt futurs de la société subissent l'incidence de diverses perturbations des marchés. L'incapacité à mobiliser des capitaux à un coût raisonnable pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'Emera de financer son plan de croissance.

Emera est exposée à un risque financier lié aux variations de ses notes de crédit. Les agences de notation évaluent divers facteurs pour déterminer les notes de crédit, y compris le cadre opérationnel de la société, son cadre réglementaire, le contexte juridique, les interférences politiques dans le processus réglementaire, sa capacité de recouvrer des coûts et de dégager un rendement, sa diversification, son effet de levier, ses liquidités et son exposition accrue aux effets des changements climatiques, y compris la hausse de la fréquence et de la gravité des ouragans et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes. Une diminution de note de crédit pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur les emprunts futurs, par une augmentation des coûts d'emprunt au titre de certaines facilités de crédit existantes ou par un accès restreint au marché des papiers commerciaux, ou encore limiter la disponibilité des sources de crédit adéquates afin de financer les activités de ses filiales. Pour certains instruments dérivés, si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de ces positions de passif net.

La société est exposée au cours de ses actions ordinaires en raison de l'émission de diverses formes de rémunération à base d'actions qui touchent le bénéfice du fait de la réévaluation des actions en circulation chaque période. La société utilise des dérivés sur actions afin de réduire la volatilité du bénéfice découlant de la rémunération à base d'actions.

## RISQUE ÉCONOMIQUE GÉNÉRAL

La société est exposée aux conditions macroéconomiques en Amérique du Nord et dans d'autres régions géographiques dans lesquelles Emera exerce ses activités. À l'instar de la plupart des services publics, des facteurs économiques, comme le revenu des consommateurs, le marché de l'emploi et le logement, touchent la demande pour l'électricité et le gaz naturel et, de ce fait, ont une incidence sur les résultats financiers de la société. Des changements défavorables dans la conjoncture économique et l'inflation en général pourraient avoir une incidence sur la capacité des clients d'absorber les hausses des tarifs découlant des augmentations notamment du coût du combustible, de l'exploitation, des investissements et de la conformité environnementale et, par conséquent, engendrer une incidence négative importante. Cela pourrait également entraîner un risque de crédit et un risque de contrepartie plus élevés, des changements défavorables dans les politiques gouvernementales et la réglementation et/ou un risque accru lié au recouvrement intégral et en temps opportun des coûts et des actifs réglementaires.

### RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT :

Emera a recours à un financement par emprunts à taux fixe et à taux variable pour ses activités d'exploitation et ses dépenses en immobilisations qui donne lieu à un risque de taux d'intérêt.

Pour les filiales réglementées d'Emera, le coût de la dette est un élément des tarifs et les coûts de la dette prudemment engagés sont recouverts auprès des clients. Les taux du rendement des capitaux propres réglementés suivent généralement l'évolution des taux d'intérêt, de sorte qu'ils baissent habituellement lorsque les taux d'intérêt baissent et augmentent lorsque les taux d'intérêt grimpent, bien que ces variations ne soient pas directement identiques et qu'elles surviennent avec un certain décalage en raison du processus réglementaire. Une hausse des taux d'intérêt pourrait également nuire à la viabilité économique des projets d'aménagement et d'acquisition.

Les taux d'intérêt pourraient également être touchés par les variations des notes de crédit. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique « Risque lié à la liquidité et aux marchés financiers ».

Comme c'est le cas pour la plupart des autres services publics et le rendement d'investissements similaires, le prix de l'action d'Emera pourrait être touché par les variations des taux d'intérêt et offrir un rendement inférieur à celui du marché dans un contexte d'augmentation des taux d'intérêt.

### RISQUE LIÉ À L'INFLATION :

La société pourrait être exposée aux fluctuations du taux d'inflation qui pourraient entraîner une augmentation des coûts d'exploitation et d'entretien, des dépenses d'investissement et des coûts du combustible en comparaison des produits provenant des tarifs imposés aux abonnés.

## RISQUE DE PRIX DES MARCHANDISES

L'approvisionnement en combustible utilitaire et l'achat de produits de base de la société sont exposés au risque lié aux prix des produits de base. En outre, Emera Energy est exposée au risque lié aux prix des produits de base dans son portefeuille de contrats et d'ententes sur produits de base.

### SERVICES PUBLICS À TARIFS RÉGLEMENTÉS :

Le combustible utilitaire de la société subit l'incidence de la situation des marchés qui prévaut à l'échelle mondiale, notamment pour ce qui est de la fiabilité des livraisons et des prix, peu importe les modalités fixées par ces contrats. La dynamique de l'offre et de la demande dans les marchés du combustible peut être touchée par un vaste éventail de facteurs qui sont difficiles à prédire et qui peuvent changer rapidement, y compris mais sans s'y limiter, les fluctuations des taux de change, les changements dans la conjoncture économique mondiale, les catastrophes naturelles, les perturbations du transport et de la production et les risques géopolitiques, comme l'instabilité politique, les conflits, les modifications apportées aux accords commerciaux internationaux, les tarifs, les sanctions commerciales ou les embargos.

Les augmentations prolongées et importantes des prix du combustible pourraient entraîner une réduction de l'abordabilité des tarifs, un risque accru lié au recouvrement des coûts ou des actifs réglementaires ou une incidence négative sur les habitudes de consommation des clients et les ventes, ce qui pourrait entraîner une incidence négative importante.

### ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION ET DE NÉGOCIATION D'EMERA ENERGY :

La majeure partie du portefeuille de contrats de commercialisation et de négociation d'électricité et de gaz naturel d'Emera Energy, et plus particulièrement ses ententes liées à la gestion d'actifs de gaz naturel, se compose de contrats successifs, ce qui lui évite d'avoir toute position acheteur ou vendeur importante sur des produits de base. Toutefois, ce portefeuille est exposé au risque lié aux prix des produits de base, particulièrement en ce qui concerne les différentiels de points de base entre les marchés pertinents, en cas de problème d'exploitation, d'imposition de tarifs ou de défaut d'une contrepartie. Les variations des prix des marchandises peuvent également entraîner une augmentation des exigences en matière de garantie liées aux contrats prévoyant la livraison et aux couvertures financières, ce qui se traduirait par des exigences en matière de liquidité plus élevées et des coûts d'exploitation accrus.

## RISQUE LIÉ À L'IMPÔT

Le calcul de la provision pour impôts sur les bénéfices de la société est touché par les modifications à la législation fiscale au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes, et ces modifications pourraient avoir une incidence négative importante. La valeur des actifs et des passifs d'impôts reportés existants d'Emera est déterminée par les lois fiscales en vigueur et pourrait être touchée de façon défavorable par la modification de ces lois.

## D. GARANTIES ET LETTRES DE CRÉDIT

Emera a en cours des garanties et des lettres de crédit au nom de tiers. Les garanties et lettres de crédit importantes qui suivent ne sont pas comprises dans les bilans consolidés au 31 décembre 2024 :

TECO Holdings, Inc. (« TECO Holdings ») dispose d'une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une entente préalable de transport de gaz. La garantie couvre un montant maximal potentiel de 45 millions \$ US dans l'éventualité où SeaCoast manquerait à ses obligations de paiement ou de prestation en vertu de l'entente. La garantie expire cinq ans après la date d'expiration de l'entente préalable de transport de gaz, laquelle a pris fin le 1<sup>er</sup> janvier 2022. La contrepartie a le droit d'exiger de TECO Holdings qu'elle fournisse des sources de crédit de remplacement sous la forme d'une garantie de substitution provenant d'une société affiliée assortie d'une note de crédit de première qualité ou une lettre de crédit ou un dépôt au comptant de 27 millions \$ US.

TECO Holdings a émis une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une convention de services ferme, qui vient à échéance le 31 décembre 2055, sous réserve de deux options de prolongation pouvant être exercées au gré de la contrepartie qui reporteraient la date d'échéance finale au 31 décembre 2071. La garantie couvre un montant maximal potentiel de 13 millions \$ US dans l'éventualité où SeaCoast manquerait à ses obligations de paiement ou de prestation en vertu de la convention de services ferme. La contrepartie a le droit d'exiger de TECO Holdings qu'elle fournisse des sources de crédit de remplacement sous la forme d'une garantie de substitution provenant d'une société affiliée assortie d'une note de crédit de première qualité ou une lettre de crédit ou un dépôt au comptant de 13 millions \$ US.

Emera dispose d'une garantie de 66 millions \$ US à l'égard des billets en cours d'ECI. Cette garantie prendra fin automatiquement à la date à laquelle les obligations auront été remboursées en totalité.

NSPI dispose de garanties au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated, d'un montant de 104 millions \$ US (104 millions \$ US en 2023) qui ont diverses durées.

La société dispose de lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 105 millions \$ US (103 millions \$ US au 31 décembre 2023) à l'intention de tiers qui ont consenti du crédit à Emera et à ses filiales. En général, ces lettres de crédit et cautionnements ont une durée de un an et sont renouvelés annuellement, au besoin.

Emera, au nom de NSPI, a émis une lettre de crédit visant à garantir des obligations en vertu d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à juin 2025. Le montant engagé aux termes de cette lettre était de 58 millions de dollars au 31 décembre 2024 (56 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Emera a versé une indemnité à une contrepartie concernant certains montants d'impôts futurs qui pourraient découler de modifications futures spécifiques de la législation fédérale canadienne, sous réserve de certaines conditions et limites. Aucune modification à la législation n'a été proposée à ce jour. Une estimation raisonnable du montant potentiel des paiements futurs qui pourraient découler de réclamations futures en vertu de cette indemnité ne peut être calculée, mais le risque d'avoir à effectuer des paiements importants en vertu de cette indemnité est considéré comme faible.

### ENTENTES DE COLLABORATION

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, la société a répertorié les ententes de collaboration importantes suivantes :

Par l'intermédiaire de NSPI, la société participe à trois projets d'énergie éolienne en Nouvelle-Écosse. Le pourcentage d'actifs du projet éolien détenu est fondé sur la valeur relative des actifs de chaque partie associée au projet par rapport au total des actifs relatifs au projet. NSPI est tenue en vertu de CAÉ d'acheter en totalité la production nette du projet et, par conséquent, sa quote-part nette au titre des produits est comptabilisée dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. La tranche des charges d'exploitation de NSPI est comptabilisée dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés. En 2024, NSPI a comptabilisé une charge nette de 12 millions de dollars (8 millions de dollars en 2023) au titre du combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés et de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2023) au titre des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales dans les états des résultats consolidés.

## 29. Actions privilégiées cumulatives

### Autorisées :

Nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries.

Nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, pouvant être émises en séries.

	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action	31 décembre 2024		31 décembre 2023	
			Émises et en circulation	Produit net	Émises et en circulation	Produit net
Série A	0,5456 \$	25,00 \$	4 866 814	119 \$	4 866 814	119 \$
Série B	Variable	25,00 \$	1 133 186	28 \$	1 133 186	28 \$
Série C	1,6085 \$	25,00 \$	10 000 000	245 \$	10 000 000	245 \$
Série E	1,1250 \$	25,00 \$	5 000 000	122 \$	5 000 000	122 \$
Série F	1,0505 \$	25,00 \$	8 000 000	195 \$	8 000 000	195 \$
Série H	1,5810 \$	25,00 \$	12 000 000	295 \$	12 000 000	295 \$
Série J	1,0625 \$	25,00 \$	8 000 000	196 \$	8 000 000	196 \$
Série L	1,1500 \$	26,00 \$	9 000 000	222 \$	9 000 000	222 \$
Total			58 000 000	1 422 \$	58 000 000	1 422 \$

## Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang :

	Taux de dividende annuel (%)	Dividende annuel actuel (\$)	Taux de dividende minimal rajusté (%)	Date d'option de rachat ou de conversion la plus rapprochée	Valeur de rachat (\$)	Droit de convertir à raison de une pour une
<b>Actions privilégiées de premier rang</b> <sup>1), 2)</sup>						
Taux fixe rajusté <sup>3), 4)</sup>						
Série A	2,182	0,5456	1,84	15 août 2025	25,00	Série B
Série C	6,434	1,6085	2,65	15 août 2028	25,00	Série D
Série F <sup>5), 6)</sup>	4,202	1,0505	2,63	15 févr. 2025	25,00	Série G
Taux minimal rajusté <sup>3), 4)</sup>						
Série B	2,393	Variable	1,84	15 août 2025	25,00	Série A
Série H	6,324	1,5810	4,90	15 août 2028	25,00	Série I
Série J	4,250	1,0625	4,25	15 mai 2026	25,00	Série K
Taux fixe perpétuel						
Série E <sup>7)</sup>	4,500	1,1250			25,00	
Série L <sup>8)</sup>	4,600	1,1500		15 nov. 2026	26,00	

1) Les porteurs d'actions sont admissibles à un dividende cumulatif en espèces à taux fixe ou variable, une fois qu'il est déclaré par le conseil d'administration.

2) À compter de dates de rachat précisées, la société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes déclarés et impayés avant les dates fixées pour le rachat.

3) À la date d'option de rachat ou de conversion, le dividende annuel rajusté par action sera déterminé en multipliant le prix de l'action, soit 25,00 \$, par le taux de dividende annuel fixe ou variable, soit le rendement des obligations du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable pour les actions des séries A, C, F et H, majoré du taux de rajustement du dividende applicable (le taux de rajustement annuel des actions de série H doit être d'au moins 4,90 %) et, pour les actions de série B, le taux des bons du Trésor du gouvernement en vigueur à la date du rajustement, majoré de 1,84 %.

4) À chaque date d'option de conversion, les porteurs auront le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées cumulatives rachetables de premier rang d'une certaine série. La société a le droit de racheter les actions privilégiées en circulation de série D, de série G et de série I sans le consentement des porteurs tous les cinq ans par la suite, en totalité ou en partie, en versant un montant au comptant de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes déclarés et impayés avant la date fixée pour le rachat, et de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes déclarés et impayés avant la date fixée pour le rachat dans le cas des rachats à toute autre date postérieure aux 15 août 2028, 15 février 2025 et 15 août 2028, respectivement. Le taux de dividende trimestriel rajusté des actions de série I correspond à la somme du taux des bons du Trésor à la date de rachat, majoré de 2,54 %.

5) Le 8 janvier 2025, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les actions privilégiées de série F en circulation le 15 février 2025. Au cours de la période de conversion entre le 15 janvier 2025 et le 31 janvier 2025, sous réserve de certaines conditions, les porteurs d'actions de série F avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série F, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang de série G à taux variable cumulatif le 15 février 2025. Le 6 février 2025, Emera a annoncé qu'après avoir tenu compte de tous les avis de conversion reçus par les porteurs, aucune action de série F n'a été convertie en actions de série G.

6) Le 16 janvier 2025, Emera a annoncé que le dividende fixe annuel par action de série F passera de 1,0505 \$ à 1,4372 \$ pour la période de cinq ans à compter du 15 février 2025 inclusivement.

7) Les actions privilégiées de premier rang de série E sont rachetables à un montant de 25,00 \$ l'action.

8) Les actions privilégiées de premier rang de série L sont rachetables à un montant de 26,00 \$ du 15 novembre 2026 au 15 novembre 2027, diminuant de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 15 novembre 2030 pour s'établir à 25,00 \$ l'action par la suite.

Les actions privilégiées de premier rang ne sont assorties d'aucune date de rachat obligatoire et ne sont pas rachetables au gré du porteur. Elles sont classées à titre d'instruments de capitaux propres. Les dividendes qui en découlent sont soustraits dans les états des résultats consolidés afin de dégager le « bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires », et sont présentés dans les états des variations des capitaux propres consolidés en diminution des bénéfices non répartis.

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries sont de rang égal avec les actions privilégiées de deuxième rang, les actions ordinaires et les autres actions qui leur sont subordonnées, et peuvent avoir priorité sur celles-ci pour ce qui est du paiement des dividendes et de la distribution des biens et actifs résiduels ou du rendement du capital de la société en cas de liquidation ou de dissolution, qu'elle soit volontaire ou non.

Si la société ne parvient pas à verser, en tout, huit dividendes trimestriels sur l'une ou l'autre des séries d'actions privilégiées de premier rang, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, tant que les dividendes demeurent arriérés, auront le droit de participer à l'assemblée des actionnaires de la société à laquelle les administrateurs doivent être élus et de voter pour l'élection de deux administrateurs sur le nombre total d'administrateurs élus à cette assemblée.

### 30. Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales

Aux en millions de dollars	31 décembre 2024	31 décembre 2023
Actions privilégiées de GBPC	14 \$	14 \$
	14 \$	14 \$

#### ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE GBPC

##### Autorisées :

10 000 actions privilégiées variables perpétuelles rachetables à dividende cumulatif sans droit de vote.

	2024		2023	
	Nombre d'actions	En millions de dollars	Nombre d'actions	En millions de dollars
<b>Émises et en circulation :</b>				
En circulation aux 31 décembre	10 000	14 \$	10 000	14 \$

#### ACTIONS PRIVILÉGIÉES VARIABLES PERPÉTUELLES RACHETABLES À DIVIDENDE CUMULATIF SANS DROIT DE VOTE DE GBPC

Les actions privilégiées peuvent être rachetées par GBPC après le 17 juin 2021, au prix de 1 000 dollars bahaméens l'action, plus les dividendes accumulés et non versés, et donnent droit à des dividendes privilégiés cumulatifs à taux fixe de 6,0 % par année qui sont payables semestriellement.

Les actions privilégiées sont d'un rang inférieur aux titres de créance garantis et non garantis actuels et futurs de GBPC et d'un rang supérieur à toutes les actions ordinaires actuelles et futures de GBPC.

### 31. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	38 \$	(31) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme <sup>1)</sup>	(154)	653
Créditeurs	536	(538)
Autres passifs à court terme <sup>2)</sup>	32	(179)
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	452 \$	(95) \$

1) L'exercice clos le 31 décembre 2023 comprend un montant de 162 millions de dollars lié aux couvertures du gaz de NMGC de janvier 2023. La variation du solde des passifs réglementaires correspondant est incluse dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

2) L'exercice clos le 31 décembre 2023 comprend un montant de (166) millions de dollars lié à la diminution du montant à payer pour les charges de conformité du programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse. Le solde de l'actif réglementaire correspondant lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible est inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023
<b>Information supplémentaire sur la trésorerie payée :</b>		
Intérêts	989 \$	930 \$
Impôts sur les bénéfices	34 \$	43 \$
<b>Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :</b>		
Produit à recevoir de la cession de placements sous influence notable	25 \$	– \$
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	291 \$	271 \$
Reclassement de dette à court terme dans la dette à long terme	– \$	657 \$
Diminution des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	– \$	(19) \$
<b>Informations supplémentaires sur les activités d'exploitation :</b>		
Variation nette des actifs et passifs réglementaires à court terme	(118) \$	123 \$

## 32. Rémunération à base d'actions

### RÉGIME D'ACHAT D'ACTIONS ORDINAIRES À L'INTENTION DES EMPLOYÉS ET RÉGIME D'ACHAT D'ACTIONS ET DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES À L'INTENTION DES PORTEURS D'ACTIONS ORDINAIRES

Tous les employés admissibles peuvent participer au régime d'achat d'actions ordinaires d'Emera. Au 31 décembre 2024, les employés pouvaient faire des cotisations au comptant à partir d'un minimum de 25 \$ par mois jusqu'à un maximum de 20 000 \$ CA ou 15 000 \$ US par année pour acheter des actions ordinaires d'Emera aux termes du régime. La société fait aussi des cotisations au régime qui équivalent à 20 % des cotisations des employés.

Le régime permet aux participants de réinvestir leurs dividendes, sauf si la loi l'interdit. Un total maximal de 7 millions d'actions ordinaires d'Emera est réservé à des fins d'émission en vertu de ce régime. Au 31 décembre 2024, Emera respectait cette exigence.

Le coût lié à la rémunération au titre des actions émises en vertu du régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est élevé à 4 millions de dollars (3 millions de dollars en 2023) et est inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales dans les états des résultats consolidés.

La société compte également un régime de réinvestissement des dividendes à l'intention des porteurs d'actions ordinaires, qui permet aux porteurs d'actions ordinaires résidant au Canada de réinvestir des dividendes et d'acheter des actions ordinaires. Le régime offre une remise pouvant atteindre 5 % du cours moyen des actions ordinaires d'Emera pour les actions ordinaires achetées pour réinvestir les dividendes en espèces. La remise a été de 2 % en 2024.

### RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

#### RÉGIME D'OPTIONS SUR ACTIONS

La société a un régime d'options sur actions en vertu duquel des options sont attribuées à des dirigeants de la société, pour une durée maximale de 10 ans. Le prix de l'option sur actions correspond au cours de clôture des actions ordinaires de la société à la Bourse de Toronto le dernier jour ouvrable au cours duquel ces actions ont été négociées et qui précède la date à laquelle l'option est octroyée. Un nombre total maximal de 14,7 millions d'actions peuvent être émises en vertu de ce régime. Au 31 décembre 2024, Emera respectait cette exigence.

Les droits rattachés aux options sur actions octroyées en 2021 ou avant s'acquièrent à raison de 25 % aux premier, deuxième, troisième et quatrième anniversaires de l'attribution. Les droits rattachés aux options sur actions octroyées en 2022 et par la suite s'acquièrent à raison de 20 % aux premier, deuxième, troisième, quatrième et cinquième anniversaires de l'attribution. Si une option n'est pas exercée dans une période de 10 ans, elle vient à échéance, et le porteur de l'option perd les droits qui y sont rattachés. Le porteur de l'option n'a pas de droit à titre d'actionnaire tant que l'option n'est pas exercée et que les actions ne sont pas émises. Le nombre total d'actions visées par les options attribuées à un porteur ne doit pas dépasser 5 % des actions ordinaires émises et en circulation à la date d'attribution de l'option.

Pour les options sur actions octroyées en 2021 ou avant, à moins qu'une option sur actions ne soit arrivée à échéance, les options comportant des droits acquis peuvent être exercées jusqu'à 27 mois suivant la date du départ à la retraite du porteur de l'option, dans les six mois suivant la date de cessation d'emploi pour d'autres raisons qu'un motif valable ou la date du décès, et dans les 60 jours suivant la date de cessation d'emploi pour motif valable ou la date de la démission. Pour les options sur actions octroyées à compter de 2022, les options comportant des droits acquis peuvent être exercées pendant la durée de l'option suivant la date du départ à la retraite du porteur de l'option, dans les six mois suivant la date de cessation d'emploi pour d'autres raisons qu'un motif valable ou la date du décès, et dans les 60 jours suivant la date de cessation d'emploi pour motif valable ou la date de la démission. Si les options sur actions ne sont pas exercées au cours de cette période, elles arrivent à échéance.

La société utilise le modèle de Black et Scholes pour estimer la charge de rémunération à base d'actions qu'elle comptabilise selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période d'acquisition des droits.

Le tableau suivant présente la juste valeur moyenne pondérée par option sur actions ainsi que les hypothèses prises en considération dans les modèles d'évaluation des options attribuées pour les exercices clos les 31 décembre :

	2024	2023
Juste valeur moyenne pondérée par option	4,66 \$	6,32 \$
Durée prévue <sup>1)</sup>	5 ans	5 ans
Taux d'intérêt sans risque <sup>2)</sup>	3,56 %	3,53 %
Rendement prévu de l'action <sup>3)</sup>	6,11 %	5,05 %
Volatilité prévue <sup>4)</sup>	20,67 %	20,07 %

1) La durée prévue des options attribuées est calculée d'après les données historiques relatives à l'exercice des options et représente la période pendant laquelle les options devraient être en cours.

2) Repose sur les rendements des obligations gouvernementales à cinq ans publiés par la Banque du Canada.

3) Compte tenu des taux de dividendes actuels et des tendances historiques au titre de l'accroissement des dividendes.

4) Estimée à l'aide de données historiques relatives à la volatilité sur cinq ans.

Le tableau suivant présente l'information liée aux options sur actions pour 2024 :

	Total des options		Options dont les droits ne sont pas acquis <sup>1)</sup>	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré par action	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
En cours au 31 décembre 2023	3 095 604	51,20 \$	1 253 255	5,17 \$
Attribuées	792 600	46,97	792 600	4,66
Exercées	(78 839)	39,86	s. o.	s. o.
Frappées d'extinction	(13 325)	56,14	—	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(438 365)	4,58
<b>Options en cours au 31 décembre 2024</b>	<b>3 796 040</b>	<b>50,53 \$</b>	<b>1 607 490</b>	<b>5,08 \$</b>
<b>Options pouvant être exercées au 31 décembre 2024<sup>2), 3)</sup></b>	<b>2 188 550</b>	<b>50,07 \$</b>		

1) Au 31 décembre 2024, il y avait un montant de 6 millions de dollars au titre de la rémunération non comptabilisée lié aux options sur actions dont les droits n'avaient pas encore été acquis et qui devrait être comptabilisé au cours d'une période moyenne pondérée d'environ 3 ans (5 millions de dollars et 3 ans en 2023).

2) Au 31 décembre 2024, la moyenne pondérée pour la durée résiduelle des options dont les droits avaient été acquis était de 4 ans, la valeur intrinsèque totale s'élevant à 11 millions de dollars (8 millions de dollars et 5 ans en 2023).

3) Au 31 décembre 2024, la juste valeur des options dont les droits avaient été acquis au cours de l'exercice était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2023).

Le coût de rémunération comptabilisé au titre des options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 est de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2023), et il est inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales aux états des résultats consolidés.

Au 31 décembre 2024, la somme reçue à la suite de l'exercice d'options s'est élevée à 3 millions de dollars (6 millions de dollars en 2023). La valeur intrinsèque totale des options exercées pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 était de 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2023). La fourchette des prix d'exercice des options en cours au 31 décembre 2024 allait de 39,93 \$ à 60,03 \$ (de 32,35 \$ à 60,03 \$ en 2023).

## RÉGIMES D'UNITÉS D'ACTIONS

La société offre un régime d'unités d'actions différées, un régime d'unités d'actions liées au rendement et un régime d'unités d'actions incessibles. Les passifs au titre de ces régimes sont évalués à la valeur de marché à la clôture de chaque période en fonction du cours moyen de l'action ordinaire à la clôture de la période.

### RÉGIMES D'UNITÉS D'ACTIONS DIFFÉRÉES

Dans le cadre du régime d'unités d'actions différées pour les administrateurs, les administrateurs de la société peuvent choisir de se faire verser la totalité ou une partie de leur rémunération en unités d'actions différées plutôt qu'au comptant, sous réserve de l'exigence de recevoir une tranche minimale de leurs honoraires annuels sous forme d'unités d'actions différées. La rémunération des administrateurs est versée trimestriellement et, au moment d'être versée, le montant applicable est converti en unités d'actions différées. Une unité d'action différée a une valeur correspondante à celle de une action ordinaire d'Emera. Lorsqu'un dividende est versé sur les actions ordinaires d'Emera, des unités d'actions différées supplémentaires sont portées au crédit du compte de l'administrateur. Ces unités d'actions différées ne peuvent être rachetées au comptant que lorsque l'administrateur prend sa retraite, démissionne ou quitte le conseil. La valeur de rachat au comptant d'une unité d'action différée est égale à la valeur du marché d'une action ordinaire au moment du rachat, conformément au régime. En cas de départ à la retraite ou de démission d'un administrateur, la valeur des unités d'actions différées attribuées au compte de celui-ci est calculée en multipliant le nombre de ces mêmes unités attribuées à son compte par le cours de clôture des actions ordinaires d'Emera à la date du rachat des unités d'actions différées.

Dans le cadre du régime d'unités d'actions différées pour les dirigeants, tous les participants peuvent choisir de reporter la totalité ou un pourcentage des primes de rendement annuelles auxquelles ils ont droit sous forme d'unités d'actions différées, sachant que, dans le cas des participants assujettis aux lignes directrices sur l'actionnariat, au moins 50 % de la valeur de la prime annuelle réelle à laquelle ils ont droit (25 % durant la première année du programme) sera payable sous forme de ces unités d'actions différées tant qu'ils n'auront pas satisfait aux lignes directrices applicables.

Au moment de calculer les primes à court terme devant être versées, le montant choisi par un participant est converti en unités d'actions différées dont la valeur est égale au prix du marché d'une action ordinaire d'Emera. Lorsqu'un dividende est versé sur des actions ordinaires d'Emera, des unités d'actions différées supplémentaires dont la valeur correspond aux dividendes versés sur un nombre équivalent d'actions ordinaires d'Emera sont attribuées au compte d'unités d'actions différées de chaque participant. À moins d'une décision contraire du comité de gestion des ressources et de rémunération (« CGRR »), par suite de la cessation d'emploi ou du départ à la retraite d'un participant, la valeur des unités d'actions différées attribuées au compte du participant est calculée, au plus tard le 15 décembre de l'année civile suivant la cessation d'emploi ou la retraite du participant, en multipliant le nombre d'unités d'actions différées comprises dans le compte de ce participant par le cours de clôture moyen d'une action d'Emera pendant les 50 jours de Bourse précédant une date de calcul donnée. Les paiements sont faits au comptant.

De plus, des unités d'actions différées peuvent à l'occasion être attribuées par le CGRR à certains dirigeants en reconnaissance de réalisations exceptionnelles ou de l'atteinte de certains objectifs de l'entreprise.

Un résumé des activités relatives aux unités d'actions différées attribuées aux employés et aux administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 est présenté dans le tableau suivant :

	Unités d'actions différées attribuées aux employés	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Unités d'actions différées attribuées aux administrateurs	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
En cours au 31 décembre 2023	712 963	42,29 \$	729 058	46,24 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	86 417	45,20	134 795	48,98
Exercées	(10 292)	38,77	(34 997)	36,04
<b>En cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2024</b>	<b>789 088</b>	<b>42,65 \$</b>	<b>828 856</b>	<b>47,12 \$</b>

La charge de rémunération comptabilisée au titre des unités d'actions différées attribuées aux employés et aux administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établie à 13 millions de dollars (recouvrement de charge de rémunération de 2 millions de dollars en 2023). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont totalisé 4 millions de dollars (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2023). La valeur intrinsèque globale des actions en circulation pour les employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 est de 43 millions de dollars (36 millions de dollars en 2023). La valeur intrinsèque globale des actions en circulation attribuées pour les administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 est de 45 millions de dollars (37 millions de dollars en 2023). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 relativement au régime d'unités d'actions différées ont totalisé 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2023).

#### RÉGIME D'UNITÉS D' ACTIONS LIÉES AU RENDEMENT

En vertu du régime d'unités d'actions liées au rendement, certains dirigeants et cadres supérieurs peuvent choisir que leur rémunération incitative à long terme soit versée dans ce régime. Les unités d'actions liées au rendement sont attribuées chaque année selon des cycles de rendement de trois ans se chevauchant, ce qui donne lieu à un paiement au comptant. À moins d'une décision contraire du CGRR, les unités d'actions liées au rendement sont attribuées en fonction du cours de clôture moyen de l'action d'Emera pendant les 50 jours de Bourse précédant une date d'attribution donnée. Des équivalents de dividendes sont attribués et versés sous forme d'unités d'actions liées au rendement additionnelles. La valeur des unités d'actions liées au rendement varie selon le cours des actions ordinaires et le rendement d'Emera.

Les droits rattachés aux unités d'actions liées au rendement sont acquis à la fin du cycle de trois ans, et les paiements sont calculés et approuvés par le CGRR dès le début de l'année suivante. La valeur des paiements est fondée sur les services réels rendus au cours du cycle et peut être établie au prorata dans le cas de certains scénarios de départ. En cas de départ à la retraite, tel qu'il est défini dans le régime d'unités d'actions liées au rendement, les options peuvent continuer d'être acquises en totalité et versées dans le cours normal des activités après le départ à la retraite.

Un résumé des activités relatives aux unités d'actions liées au rendement attribuées aux employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 est présenté dans le tableau suivant :

	Unités d'actions liées au rendement attribuées aux employés	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Valeur intrinsèque totale
En cours au 31 décembre 2023	743 365	55,13 \$	41 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	354 793	48,69	
Exercées	(253 136)	54,66	
Frappées d'extinction	(12 929)	52,53	
<b>En cours au 31 décembre 2024</b>	<b>832 093</b>	<b>52,57 \$</b>	<b>50 \$</b>

La charge de rémunération comptabilisée au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établie à 18 millions de dollars (11 millions de dollars en 2023). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont totalisé 5 millions de dollars (3 millions de dollars en 2023). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 relativement au régime d'unités d'actions liées au rendement ont totalisé 14 millions de dollars (19 millions de dollars en 2023).

#### RÉGIME D'UNITÉS D' ACTIONS INCESSIBLES

En vertu du régime d'unités d'actions incessibles, certains dirigeants et cadres supérieurs peuvent choisir que leur rémunération incitative à long terme soit versée dans ce régime. Les unités d'actions incessibles sont attribuées chaque année selon des cycles de rendement de trois ans se chevauchant, ce qui donne lieu à un paiement au comptant. À moins d'une décision contraire du CGRR, les unités d'actions liées au rendement sont attribuées en fonction du cours de clôture moyen de l'action d'Emera pendant les 50 jours de Bourse précédant une date d'attribution donnée. Des équivalents de dividendes sont attribués et versés sous forme d'unités d'actions incessibles additionnelles. La valeur des unités d'actions incessibles varie selon le cours des actions ordinaires et le rendement d'Emera.

Les droits rattachés aux unités d'actions liées au rendement sont acquis à la fin du cycle de trois ans, et les paiements sont calculés et approuvés par le CGRR dès le début de l'année suivante. La valeur des paiements est fondée sur les services réels rendus au cours du cycle et peut être établie au prorata dans le cas de certains scénarios de départ. En cas de départ à la retraite, tel qu'il est défini dans le régime d'unités d'actions incessibles, les options peuvent continuer d'être acquises en totalité et versées dans le cours normal des activités après le départ à la retraite.

Un résumé des activités relatives aux unités d'actions incessibles attribuées aux employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 est présenté dans le tableau suivant :

	Unités d'actions incessibles attribuées aux employés	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Valeur intrinsèque totale
En cours au 31 décembre 2023	562 641	55,01 \$	32 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	287 976	48,65	
Exercées	(183 241)	54,66	
Frappées d'extinction	(14 228)	52,45	
<b>En cours au 31 décembre 2024</b>	<b>653 148</b>	<b>52,36 \$</b>	<b>41 \$</b>

La charge de rémunération comptabilisée au titre du régime d'unités d'actions incessibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établie à 15 millions de dollars (10 millions de dollars en 2023). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont totalisé 4 millions de dollars (3 millions de dollars en 2023). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 relativement au régime d'unités d'actions incessibles ont été de 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2023).

### 33. Entités à détenteurs de droits variables

Emera détient des droits variables dans NSPML, une EDDV pour laquelle il a été déterminé qu'Emera n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle ne détient pas de participation financière conférant le contrôle dans NSPML. Lorsque les étapes essentielles ont été franchies, NLH est devenue le principal bénéficiaire réputé de l'actif aux fins de la présentation de l'information financière, car elle détenait un contrôle sur la majorité des activités directes qui devraient avoir l'incidence la plus importante sur le rendement économique du lien maritime. Ainsi, Emera a commencé à comptabiliser le lien maritime comme un placement dans une société satellite.

BLPC a établi un FAS essentiellement afin de constituer un fonds pour couvrir les risques liés aux dommages et aux pertes subséquentes touchant certains réseaux de production, de transport et de distribution. ECI détient des droits variables dans le FAS, pour lequel il a été déterminé qu'ECI était le principal bénéficiaire; par conséquent, le FAS doit être consolidé par ECI. Pour établir si ECI contrôle le FAS, la direction a considéré qu'en substance, les activités du FAS sont menées pour le compte de BLPC, filiale d'ECI, et que seule BLPC tire des avantages des activités du FAS. De plus, étant donné qu'ECI a droit à tous les avantages du FAS par l'entremise de BLPC, elle est également exposée aux risques liés aux activités du FAS. Tout retrait des actifs du FAS effectué par la société serait assujéti à la réglementation existante. La consolidation de l'EDDV d'Emera dans le FAS a une incidence sur les autres actifs à long terme, les liquidités soumises à des restrictions et les passifs réglementaires des bilans consolidés. Les montants compris dans les liquidités soumises à restrictions comprennent les liquidités des fonds réservés pour le FAS de BLPC.

La société a identifié certains CAÉ à long terme qui correspondent à la définition des droits variables étant donné qu'elle doit acheter la totalité ou la majorité de la production d'électricité à un prix fixe. Cependant, il a été déterminé que la société n'était pas le principal bénéficiaire parce qu'elle n'avait pas le pouvoir de diriger les activités de l'entité, y compris la capacité d'exploiter les installations de production et de prendre des décisions en matière de gestion.

Le tableau suivant fournit des informations sur la portion des EDDV importantes non consolidées d'Emera :

Aux	31 décembre 2024		31 décembre 2023	
	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes
en millions de dollars				
<b>EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables</b>				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	475 \$	6 \$	489 \$	6 \$

## 34. Événements postérieurs à la date de clôture

Les présents états financiers et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 21 février 2025, date de publication des états financiers.

# Direction et conseil d'administration d'Emera

Au 31 mars 2025

## Direction d'Emera

**Scott C. Balfour**

Président et chef de la direction,  
Emera Inc.

**Mike Barrett**

Vice-président directeur,  
conseiller juridique et chef du contentieux,  
Emera Inc.

**Greg Blunden**

Chef des finances,  
Emera Inc.

**Archie Collins**

Président et chef de la direction,  
Tampa Electric

**Peter Gregg**

Président et chef de la direction,  
Nova Scotia Power Inc.

**Karen Hutt**

Cheffe de la stratégie et de la croissance,  
Emera Inc.

**Dan Muldoon**

Vice-président directeur,  
Développement de projets  
et soutien opérationnel,  
Emera Inc.

**Janelle Poole**

Vice-présidente, Affaires de l'entreprise,  
Emera Inc.

**Michael Roberts**

Chef des ressources humaines,  
Emera Inc.

**Ryan Shell**

Président,  
New Mexico Gas Company Inc.

**Judy Steele**

Présidente et cheffe de l'exploitation,  
Emera Energy

**Helen Wesley**

Présidente, Peoples Gas System, Inc.

---

## Conseil d'administration

**Karen H. Sheriff**

Présidente du conseil d'administration  
Picton (Ontario)

**Scott C. Balfour**

Président et chef de la direction  
Halifax (Nouvelle-Écosse)

**James V. Bertram**

Calgary (Alberta)

**Henry E. Demone**

Lunenburg (Nouvelle-Écosse)

**Paula Y. Gold-Williams**

San Antonio, Texas

**Kent M. Harvey**

New York, New York

**B. Lynn Loewen**

Montréal (Québec)

**Brian J. Porter**

Toronto (Ontario)

**Ian E. Robertson**

Oakville (Ontario)

**M. Jacqueline Sheppard**

Calgary (Alberta)

**Jochen E. Tilk**

Toronto (Ontario)

**Carla M. Tully**

Arlington, Virginie

# Information à l'intention des actionnaires

Pour obtenir des renseignements généraux, veuillez communiquer avec notre siège social :

**Emera Inc.**  
P.O. Box 910  
Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 2W5  
Tél. : 902-450-0507 ou 1-888-450-0507

Pour des renseignements concernant les nouvelles et les initiatives de la société, y compris notre rapport annuel 2024, veuillez consulter notre site Web, à l'adresse : [www.emera.com](http://www.emera.com).

## AGENT DES TRANSFERTS

Compagnie Trust TSX  
P.O. Box 2082, Station C  
Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3B7  
Tél. : 1-877-982-8762  
Télééc. : 1-888-249-6189  
[www.tsxtrust.com](http://www.tsxtrust.com)

## SERVICE AUX INVESTISSEURS

Tél. : 902-428-6060 ou 1-800-358-1995  
Télééc. : 902-428-6181  
Courriel : [investors@emera.com](mailto:investors@emera.com)

## ANALYSTES FINANCIERS, GESTIONNAIRES DE PORTEFEUILLE ET INVESTISSEURS INSTITUTIONNELS

Dave Bezanson  
Vice-président, Relations avec les investisseurs et retraites  
Tél. : 902-474-2126  
Courriel : [dave.bezanson@emera.com](mailto:dave.bezanson@emera.com)

Arianne Amirkhalkhali  
Directrice principale, Relations avec les investisseurs  
Tél. : 902-425-8130  
Courriel : [arianne.amirkhalkhali@emera.com](mailto:arianne.amirkhalkhali@emera.com)

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective. Les résultats futurs réels peuvent s'en écarter sensiblement. Des renseignements financiers et opérationnels supplémentaires sont déposés par voie électronique auprès de diverses autorités en valeurs mobilières au Canada, dont des exemplaires ont été déposés par voie électronique sur le site Web de SEDAR+ à l'adresse [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) sous le profil d'Emera.

## INSCRIPTIONS BOURSÈRES

Bourse de Toronto (TSX)  
Actions ordinaires : EMA  
Actions privilégiées : EMA.PR.A, EMA.PR.B, EMA.PR.C, EMA.PR.E, EMA.PR.F, EMA.PR.H, EMA.PR.J et EMA.PR.L  
Bourse de la Barbade (BSE)  
Certificats de dépôt : EMABDR  
Bahamas International Securities Exchange (BISX)  
Certificats de dépôt : EMAB

## ACTIONS EN CIRCULATION

Actions ordinaires : 295 935 686  
(en date du 31 décembre 2024)

## DIVIDENDES VERSÉS EN 2024

Emera Inc. a versé sur ses actions ordinaires des dividendes de 0,7175 \$ par trimestre aux premier, deuxième et troisième trimestres (taux annualisé de 2,87 \$ par action ordinaire) et de 0,7250 \$ par action ordinaire au quatrième trimestre (taux annualisé de 2,90 \$ par action ordinaire), pour un taux de dividendes annuel effectif sur les actions ordinaires de 2,8775 \$ par action ordinaire.

## VERSEMENTS DE DIVIDENDES EN 2025

Sous réserve de l'approbation du conseil d'administration, les dividendes d'Emera Inc. sont payables les 15 février, mai, août et novembre ou vers ces dates. Des dividendes sur les actions ordinaires de 0,7250 \$ pour le premier trimestre ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série A de 0,1364 \$ par action, des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série B de 0,3630 \$ par action, des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série C de 0,40213 \$ par action, des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série E de 0,28125 \$ par action, des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série F de 0,26263 \$ par action, des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série H de 0,39525 \$ par action, des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série J de 0,265625 \$ par action et des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série L de 0,2875 \$ par action ont été déclarés et versés le 14 février 2025.

## RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES ET D'ACHAT D'ACTIONS

Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions d'Emera est offert aux actionnaires qui résident au Canada. Le régime propose un moyen pratique et économique d'acquérir des actions ordinaires supplémentaires, en réinvestissant les dividendes avec un escompte pouvant atteindre jusqu'à cinq pour cent. En 2024, l'escompte était de deux pour cent. Les participants au régime peuvent également faire des versements en espèces pouvant atteindre 5 000 \$ par trimestre. Les participants au régime ne paient pas de commission ni de frais de service ou de courtage à l'égard des actions achetées aux termes du régime. Veuillez communiquer avec les Services aux investisseurs si vous avez des questions ou souhaitez recevoir un formulaire d'adhésion.

## SERVICE DE DÉPÔT DIRECT

Les actionnaires inscrits peuvent faire déposer les dividendes directement dans des comptes bancaires au Canada. Pour profiter de ce service, veuillez communiquer avec Compagnie Trust TSX. Les actionnaires inscrits devraient communiquer avec leur intermédiaire financier.

## BÉNÉFICE TRIMESTRIEL

Le bénéfice trimestriel devrait être annoncé en mai, en août et en novembre 2025. Les résultats de l'exercice 2025 seront rendus publics en février 2026.



Emera est représentée dans l'indice composé TSX, l'indice plafonné des services aux collectivités TSX, l'indice TSX60 et certains indices mondiaux.





[www.emera.com](http://www.emera.com)