



 **Rapport annuel
2025**

■ Aperçu d'Emera

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



Actifs totaux de
45 G\$



Produits de
8,8 G\$



6
services publics d'électricité
et de gaz naturel¹⁾



2,7 M
de clients



7 800
employés

Nos sociétés

Au 1^{er} mars 2026

Tampa Electric
Nova Scotia Power
Peoples Gas
New Mexico Gas²⁾
Emera Caribbean
Emera Newfoundland & Labrador
Emera Energy
Emera New Brunswick
Emera Technologies

Les données figurant sur cette page sont en date du 31 décembre 2025, à moins d'indication contraire.

1) Quatre services publics d'électricité et deux services publics de gaz naturel.

2) En août 2024, nous avons conclu une entente visant la vente de New Mexico Gas. La clôture de la transaction est prévue pour le premier semestre de 2026.

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 cette croissance.



Portefeuille de services publics réglementés de grande qualité axé sur la Floride

72 %

du bénéfice net ajusté¹⁾, compte non tenu des coûts du siège social, provient de nos activités en Floride

Environ 80 %

du plan d'investissement s'étendant jusqu'en 2030 est axé sur la Floride afin de soutenir la croissance de la clientèle de Tampa Electric et de Peoples Gas

Cadres réglementaires constructifs

95 %

du bénéfice net ajusté¹⁾, compte non tenu des coûts du siège social, provient de nos services publics réglementés

Plan de croissance visible

Plan d'investissement de **20 G\$** s'étendant jusqu'en 2030 consacré à l'intégration d'énergies renouvelables, à la fiabilité du réseau et à la modernisation

Croissance annualisée de la base tarifaire prévue de **7 % à 8 %** jusqu'en 2030

Croissance fiable des bénéfices et des dividendes

19 années

consécutives de croissance du dividende

Objectif de croissance annuelle des dividendes de

1 à 2 %

Objectif de croissance annuelle moyenne du RPA²⁾

ajusté de **5 à 7 %** jusqu'en 2030³⁾

- 1) D'après le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2025 (le « bénéfice net ajusté »), compte non tenu des coûts du siège social de 380 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 T4 de 2025 d'Emera.
- 2) 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 T4 de 2025 d'Emera.
- 3) La prévision relative à la croissance du RPA ajusté se fonde sur 2024 comme année de référence.

Faits saillants financiers de 2025

RPA¹⁾ ajusté annuel de

3,49 \$

72 %

du bénéfice net ajusté¹⁾,
compte non tenu des
coûts du siège social,
provient de la Floride²⁾

3,6 G\$

investis en 2025,
entraînant une
augmentation annuelle de
8 % de la base tarifaire

Taux de dividende³⁾ de

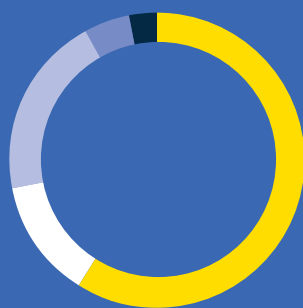
4,3 %

Bénéfice net ajusté de 2025¹⁾

Compte non tenu des coûts du siège social²⁾

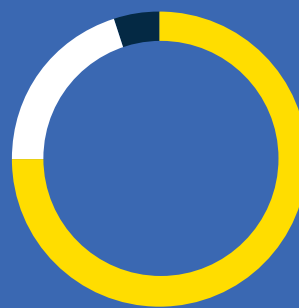
Par secteur d'activité

- 59 % Électricité en Floride
- 13 % Électricité au Canada
- 20 % Services publics de gaz naturel et infrastructure
- 5 % Divers
- 3 % Électricité autre



Par type de produits

- 75 % Activités réglementées liées à l'électricité
- 20 % Activités réglementées liées au gaz
- 5 % Aucune réglementation



À moins d'indication contraire, toutes les données figurant sur cette page sont en date du 31 décembre 2025, et la devise monétaire est le dollar canadien.

- 1) Le RPA ajusté et le bénéfice net ajusté sont des mesures financières non conformes aux PCGR qui n'ont 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 T4 de 2025 d'Emera.
- 2) D'après le bénéfice net ajusté de 2025, compte non tenu des coûts du siège social de 380 millions de dollars.
- 3) Fondé sur le cours de l'action du 31 décembre 2025 de 67,64 \$.

■ Qui nous sommes

■ Notre stratégie

Nous nous concentrons sur la distribution sécuritaire d'une énergie propre et fiable, à un rythme qui réduit au minimum les incidences sur les coûts pour les clients de nos services publics. Grâce à notre stratégie, nous nous adaptons à la transformation profonde du secteur de l'énergie et nous répondons aux grandes tendances qui traduisent l'évolution des besoins des clients des services publics : la décarbonation, la décentralisation et la numérisation.

■ 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

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

■ Approche en matière d'énergie durable d'Emera

Résultats tangibles	Progrès concrets	Proaction et adaptation	Investissement rigoureux
 <p>Plus de 20 ans d'investissements</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Énergie éolienne en Nouvelle-Écosse ✓ Énergie solaire en Floride ✓ Modernisation de Big Bend ✓ Hydroélectricité via lien maritime 	 <p>Réduction de près de la moitié¹⁾ des émissions de CO₂ parallèlement à la modernisation des réseaux</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Remplacement du charbon ✓ Intégration d'énergies renouvelables ✓ Mises à niveau des réseaux 	 <p>Adaptation à l'évolution des facteurs déterminants</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Risques liés aux phénomènes météorologiques extrêmes et résilience ✓ Politiques et cibles gouvernementales ✓ Électrification et demande ✓ Nouvelles technologies 	 <p>De 2026 à 2030 20 G\$</p> <p>Soutien du rythme grâce à un plan d'investissement axé sur le client</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Fiabilité et modernisation des réseaux ✓ Intégration d'énergies renouvelables ✓ Mise à profit de la technologie

Actions déployées dans les principaux territoires²⁾ où nous exerçons nos activités, à un rythme compatible avec la capacité de payer des clients.

- ✓ **Floride** : Amélioration de la fiabilité et de l'accessibilité économique parallèlement à la modernisation de l'infrastructure de production au moyen d'investissements dans l'énergie solaire, le stockage dans des batteries, le remplacement des hydrocarbures, l'utilisation à long terme du gaz naturel et l'amélioration de la résistance aux tempêtes.
- ✓ **Nouvelle-Écosse** : Amélioration de la fiabilité parallèlement à l'harmonisation avec la politique climatique³⁾, aux niveaux provincial et fédéral, grâce à des investissements dans la résilience des réseaux, les interconnexions, l'hydroélectricité, le stockage dans des batteries, la sortie du charbon, le remplacement des hydrocarbures, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

1) Nos réductions des émissions de CO₂ sont comparées aux niveaux de 2005 et comprennent les émissions de CO₂ de niveau 1 pour TEC et NSPI uniquement.
 2) Par « principaux territoires », il faut entendre les principales régions dans lesquelles Emera exploite des entreprises de services publics réglementées d'électricité et de gaz naturel, y compris la Nouvelle-Écosse (NSPI) et la Floride (TEC et Peoples Gas Systems, Inc. (« PGS »)).
 3) Les activités en Nouvelle-Écosse sont en adéquation avec les cibles climatiques gouvernementales de 80 % d'énergie renouvelable et d'électricité produite sans charbon d'ici 2030 et s'aligneront sur les décisions du Nova Scotia Independent Energy System Operator (« IESO Nova Scotia ») concernant les sources de production futures.

■ Lettre de la présidente du conseil et du chef de la direction

Chers actionnaires,

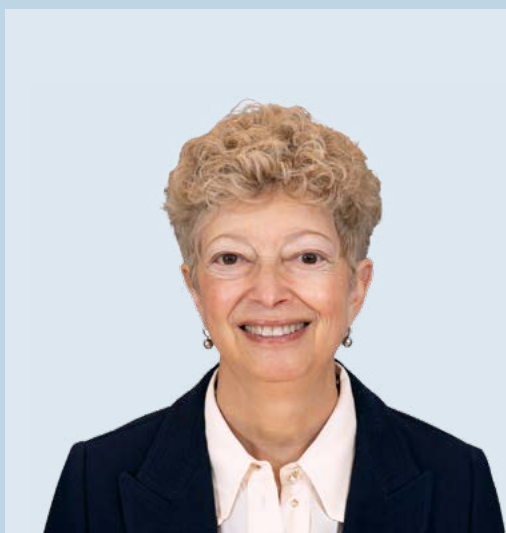
L'année 2025 a été marquée par des progrès considérables pour Emera, qui sont le fruit de nombreuses années d'investissements rigoureux, d'excellence opérationnelle et d'attention constante portée à la stratégie à long terme et à la création de valeur pour nos parties prenantes. Nous avons également continué de renforcer notre bilan et de préserver les indicateurs qui nous définissent comme une entreprise de première qualité, en accordant la priorité à la résilience financière tout en poursuivant une croissance rigoureuse dans un environnement instable. Ainsi, grâce à son entreprise stable et résiliente axée sur la création de valeur durable, Emera jouit d'un excellent positionnement.

Nous poursuivons sur cette lancée en 2026, tout en sachant que la rigueur et la détermination n'ont jamais été aussi importantes. La hausse de la demande d'énergie, l'instabilité géopolitique, les politiques gouvernementales et les exigences réglementaires, l'évolution rapide des technologies, ainsi que les attentes croissantes en matière de fiabilité des services à un coût raisonnable imposent des exigences accrues aux systèmes énergétiques et aux sociétés qui les exploitent. Emera est à la hauteur de la situation : elle modernise ses systèmes d'électricité et de gaz et renforce leur résilience globale afin de créer de la valeur à long terme pour ses clients dans un contexte de pressions économiques étendues.

En Floride, le plus grand marché desservi par Emera, la croissance démographique et économique stimule la demande. Pour y répondre, nous avons mis en œuvre des projets axés sur la capacité et la fiabilité des systèmes et leur résilience en cas de tempête. L'ajout de ressources solaires et de stockage, ainsi que les investissements dans l'expansion des systèmes pour desservir de nouveaux clients en électricité et en gaz, nous permettent de répondre à la demande d'énergie accrue et à la croissance démographique. En Nouvelle-Écosse, nous mettons en œuvre un plan de fiabilité sur cinq ans qui vise la modernisation des infrastructures et le renforcement du réseau électrique et qui favorise l'intégration continue des énergies renouvelables et d'autres technologies. Chaque investissement que nous réalisons est planifié de manière à correspondre à l'évolution des besoins énergétiques et à maîtriser les coûts pour nos clients.

Karen Sheriff

Présidente du conseil d'administration, Emera Inc.



Scott Balfour

Président et chef de la direction, Emera Inc.




Faits marquants de 2025

L'élan qui a propulsé Emera tout au long de l'année 2025 est le fruit de l'exécution cohérente de nos plans et d'un engagement en faveur de l'excellence opérationnelle. Dans l'ensemble de nos activités, nous avons fait progresser d'importants projets d'investissement et avons franchi des étapes décisives.

Nous avons transformé notre plan d'investissement en résultats concrets, en renforçant les systèmes sur lesquels nos clients comptent au quotidien et en faisant avancer les initiatives stratégiques qui préparent notre entreprise pour l'avenir. Voici quelques-uns des éléments à souligner :

- Tampa Electric a ouvert son nouveau siège social ainsi que le centre d'opérations Bearss (COB) en 2025. Conçu pour résister à des ouragans de catégorie 5, le COB est un centre ultramoderne ouvert en tout temps qui améliore la fiabilité au quotidien et permet à Tampa Electric d'intervenir rapidement et en toute sécurité en cas de tempête, même dans les conditions météorologiques les plus extrêmes.
- Deux des trois nouvelles installations de stockage par batteries à l'échelle du réseau d'une capacité de 50 MW ont été mises en service en Nouvelle-Écosse, renforçant ainsi la résilience du système et l'intégration de l'énergie renouvelable. Élaboré dans le cadre d'un partenariat entre Nova Scotia Power et les 13 communautés mi'kmaq de Nouvelle-Écosse, ce projet soutient les objectifs visant à éliminer progressivement le charbon des sources de production et à atteindre 80 pour cent d'énergies renouvelables d'ici 2030. La mise en service de la troisième installation est prévue pour août 2026.
- Tampa Electric a mis en service une capacité supplémentaire de production d'énergie solaire de 150 mégawatts, portant ainsi sa capacité totale à 1 505 mégawatts. Ces investissements dans l'énergie solaire continuent de réduire l'exposition à la volatilité des coûts des combustibles et permettent aux clients de réaliser de réelles économies.
- Le lien maritime est resté un système énergétique essentiel dans le Canada atlantique, qui assure un transport d'énergie sous-marin bidirectionnel entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. Grâce à une excellente performance opérationnelle qui s'est poursuivie en 2025, il a assuré une disponibilité de 100 pour cent de son monopôle, ce qui lui a permis de fournir 2 TWh d'hydroélectricité propre à la Nouvelle-Écosse et de couvrir environ 19 pour cent des besoins énergétiques de Nova Scotia Power au cours de l'année.
- Nous avons également franchi plusieurs étapes stratégiques et réalisé des progrès importants qui ont renforcé la position d'Emera cette année. Nous avons accompli les étapes essentielles en vue de la vente de la New Mexico Gas Company, en déposant une demande conjointe avec l'acquéreur potentiel Bernhard Capital Partners et en participant à l'audience du 14 novembre devant la Public Regulation Commission. La clôture est prévue au cours du premier semestre de 2026.



■ En 2025, Tampa Electric a ouvert son nouveau siège social ainsi que le centre d'opérations Bearss, ouvert jour et nuit et capable de supporter des ouragans de catégorie 5, ce qui renforce la fiabilité de la société et accélère ses interventions en cas de tempête.

En Floride, Peoples Gas, à l'issue d'un dialogue avec les parties prenantes, a obtenu un résultat positif à une demande de hausse tarifaire, ce qui favorise la poursuite des investissements et la stabilité en matière de réglementation pour les clients. En Nouvelle-Écosse, Nova Scotia Power a déposé une demande générale de hausse tarifaire consensuelle pour 2026-2027; il s'agit d'une approche transparente, particulièrement axée sur le client, qui consiste à consulter les représentants des clients avant un dépôt réglementaire afin de discuter et de convenir avec eux du juste équilibre entre le rythme des investissements essentiels en matière de fiabilité et leur incidence sur les tarifs. Après un processus d'audience exhaustif, la décision du Nova Scotia Energy Board devrait être rendue bientôt.

Dernier point, mais certainement pas le moindre, Emera a fait son entrée à la Bourse de New York le 28 mai 2025, devenant ainsi la première société dont le siège social est situé en Nouvelle-Écosse à être cotée à cette bourse. Cette inscription élargit notre accès aux capitaux américains et marque une étape importante dans l'histoire d'Emera.

Sécurité

La sécurité demeure notre priorité absolue et la norme que nous nous imposons chaque jour. En 2025, nous avons continué de renforcer les pratiques de sécurité au sein de nos sociétés en exploitation, en évaluant leurs résultats, en déterminant les causes fondamentales et en mettant en œuvre des mesures correctives avec précision. Notre taux global de blessures à déclarer et notre taux de fréquence des blessures entraînant des arrêts de travail ont diminué de 17 pour cent et de 2 pour cent, respectivement.

Bien que ces résultats soient positifs et témoignent des efforts considérables déployés dans l'ensemble de l'organisation pour faire en sorte que chacun rentre chez soi sain et sauf chaque jour, un accident mortel survenu sur le lieu de travail au sein de Tampa Electric en 2025 nous rappelle que nous avons encore du travail à accomplir. Alors que nous nous efforçons d'atteindre notre objectif d'instaurer une culture de sécurité et un rendement en la matière qui soient véritablement de calibre mondial, nous devons consacrer sans relâche notre attention et nos efforts à cet aspect crucial de notre travail.

Notre responsabilité de protéger les gens comprend également la protection des systèmes et des renseignements qui assurent la sécurité et la fiabilité de nos activités dans l'ensemble de notre entreprise. Les cybermenaces sont de plus en plus fréquentes et complexes, et visent tous les types d'entreprise, y compris des infrastructures essentielles. Malheureusement, en 2025, Nova Scotia Power a été victime d'un cyberincident. L'incident a été géré conformément aux protocoles d'intervention établis, en collaboration avec les autorités compétentes, et les équipes ont travaillé sans relâche pour rétablir les systèmes touchés. Cet incident nous a incités à accorder une attention accrue à la cybersécurité, ce qui a donné lieu à des améliorations continues à l'échelle de l'entreprise.

■ L'année 2025 marque la 19^e année de croissance consécutive du dividende d'Emera, ce qui reflète la solidité de notre stratégie et la durabilité de notre engagement envers la création responsable de la valeur à long terme.



Résultats financiers

Emera a obtenu des résultats sans précédent cette année en affichant un bénéfice net ajusté annuel¹⁾ supérieur à 1 milliard de dollars et un RPA ajusté¹⁾ de 3,49 \$, soit une hausse de 19 pour cent par rapport à 2024. Ces résultats ont été favorisés par la solide performance de Tampa Electric, ainsi que par celle d'Emera Energy, qui a bénéficié de conditions de marché favorables au cours du premier et du quatrième trimestre pour enregistrer une performance exceptionnelle. Nous avons prolongé notre plan d'investissement de 20 milliards de dollars jusqu'en 2030 et mis en œuvre notre plus important programme d'investissement annuel à ce jour (d'environ 3,6 milliards de dollars) axé sur le renforcement de la fiabilité et de la résilience, la poursuite de la modernisation du transport et l'intégration accrue des énergies renouvelables. Nous avons échelonné cet investissement afin de trouver un juste équilibre entre les besoins du système et l'incidence sur l'abordabilité pour les clients, en donnant la priorité aux projets axés sur la fiabilité, en planifiant les travaux de manière à éviter les hausses soudaines des coûts et en tirant parti de notre envergure pour réduire les coûts à long terme du système.

Cette année, nous avons également prolongé notre objectif de croissance du RPA ajusté de 5 à 7 pour cent jusqu'en 2030²⁾, conformément à nos perspectives de croissance de la base tarifaire de 7 à 8 pour cent²⁾ pour la même période. Cette décision témoigne de notre confiance envers la solidité de notre entreprise, la résilience de notre portefeuille d'entreprises réglementées et la pérennité des facteurs de croissance de la base tarifaire.

Nous avons continué de progresser dans l'amélioration de notre bilan, S&P et Fitch ayant rétabli la perspective « stable » de nos notes de crédit de première qualité pour 2025. Le conseil a également souligné la 19^e année consécutive de croissance de nos dividendes, ce qui témoigne de la solidité de notre modèle d'affaires et de notre confiance envers le profil de bénéficiaires à long terme d'Emera.

L'exécution rigoureuse de notre plan s'est également traduite par un rendement élevé pour les actionnaires. Le rendement total pour les actionnaires (RTA) d'Emera figurait parmi les meilleurs du secteur, s'établissant à 31,9 pour cent en 2025. Du 29 mars 2018³⁾ au 31 décembre 2025, Emera a généré un RTA annuel moyen de 12,1 pour cent, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX (10,1 pour cent) et l'indice S&P US Utilities Index (11,2 pour cent), ce qui démontre notre capacité à créer de la valeur pour les actionnaires de manière constante pendant plusieurs cycles du marché.

- 1) Le RPA ajusté et le bénéfice net ajusté sont des mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR » du rapport de gestion du T4 de 2025 d'Emera.
- 2) Par rapport à l'année de référence 2024.
- 3) Date à laquelle Scott Balfour est devenu chef de la direction.



■ L'inscription d'Emera à la cote du NYSE—une première pour une société établie en Nouvelle-Écosse—élargit notre accès au capital mondial et marque un tournant dans le cheminement d'Emera.

Gouvernance du conseil

Grâce à la supervision rigoureuse du conseil, Emera a pu rester concentrée sur la création et la génération de valeur à long terme, la solidité de son bilan et une croissance responsable, tout en menant à bien d'importants investissements. Au cours d'une année marquée par un rendement record et des investissements considérables dans la fiabilité et les énergies propres, le conseil a continué de participer activement à l'élaboration de la stratégie, à la gestion des risques d'entreprise et à l'affectation des capitaux.

Nous avons accueilli Isabelle Courville au sein du conseil en septembre 2025. Forte d'un solide parcours en tant que dirigeante, elle nous fera bénéficier de la vaste expérience qu'elle a acquise au sein de conseils d'administration, tant dans le secteur public que privé. Nous tenons à signaler que Brian Porter ne se représentera pas lors de l'assemblée générale annuelle de 2026 et souhaitons le remercier pour son engagement et ses contributions. Nous sommes également reconnaissants envers Jackie Sheppard pour son engagement et son dévouement; elle a achevé sa transition au sein du conseil en janvier 2026 après plus d'une décennie à la tête de l'organisation.

La cybersécurité et la résilience numérique ont continué de retenir particulièrement l'attention du conseil cette année. Ce type de menaces – comme celle survenue chez Nova Scotia Power – devient de plus en plus complexe et pose un défi croissant pour les organisations partout dans le monde. Le conseil d'Emera continue de superviser les pratiques en matière de cybersécurité dans toutes les sociétés en exploitation, et cet événement souligne l'importance de la vigilance dans ce domaine. Alors qu'Emera met en œuvre des efforts de transformation numérique à plus grande échelle, notamment dans des domaines en rapide évolution, tels que la gouvernance en matière d'IA et les risques liés à la cybersécurité, le conseil reste déterminé à exercer une surveillance rigoureuse afin de guider ces efforts et de soutenir la fiabilité du système, l'efficacité opérationnelle et la résilience à long terme.

Merci

Les progrès que nous avons réalisés cette année témoignent du travail acharné, de l'expertise et de la rigueur des équipes à tous les niveaux de notre entreprise. Ensemble, nous avons enregistré des résultats financiers records, mis en œuvre d'importants investissements dans la fiabilité et les énergies propres, renforcé notre bilan et continué à nous concentrer pleinement sur la création de valeur pour nos clients.

Forte d'une assise solide, d'un plan d'investissement rigoureux et d'un portefeuille de premier ordre composé de services publics réglementés dans des territoires de grande qualité, Emera est bien positionnée pour saisir les occasions à venir. Nous poursuivons notre route jusqu'en 2026 avec une dynamique durable, une stratégie claire et la confiance en notre capacité à continuer de répondre aux attentes de nos clients et de nos actionnaires.

Au conseil d'administration et à toute l'équipe d'Emera, merci pour votre dévouement et votre engagement tout au long de l'année. Votre engagement au service des clients et en faveur de la valeur pour les actionnaires a joué un rôle déterminant dans la réussite de cette année historique, et nous sommes impatients de poursuivre sur cette lancée au cours des prochains mois.

À nos précieux actionnaires, merci pour votre confiance renouvelée en Emera.



Karen Sheriff
Présidente du conseil d'administration,
Emera Inc.



Scott Balfour
Président et chef de la direction,
Emera Inc.

Rétrospective financière

10	Rapport de gestion	43	Capitalisation des régimes de retraite
11	Information prospective	44	Instruments hors bilan
11	Introduction et aperçu stratégique	44	Ratio de distribution des dividendes
12	Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR	45	Transactions entre parties liées
14	Rétrospective financière consolidée	45	Risque d'entreprise et gestion du risque
14	Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice	54	Gestion des risques, y compris les instruments financiers
15	Principales données financières consolidées	55	Communication de l'information et contrôles internes
17	Faits saillants de l'état des résultats consolidés	56	Estimations comptables critiques
19	Survol de l'entreprise et perspectives commerciales	60	Modification de méthodes et de pratiques comptables
19	Services publics d'électricité de la Floride	60	Prises de position comptables futures
20	Services publics d'électricité canadiens	61	Récapitulatif des résultats trimestriels
21	Services publics de gaz naturel et infrastructure	62	États financiers consolidés
22	Autres services publics d'électricité	63	Rapport de la direction
23	Autres	64	Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant
24	Bilans consolidés - Faits saillants	67	États financiers consolidés
25	Autres faits récents	73	Notes afférentes aux états financiers consolidés
26	Principales données financières	134	Direction et conseil d'administration d'Emera
26	Services publics d'électricité de la Floride	135	Information à l'intention des actionnaires
28	Services publics d'électricité canadiens		
30	Services publics de gaz naturel et infrastructure		
33	Autres services publics d'électricité		
34	Autres		
36	Situation de trésorerie et sources de financement		
37	Flux de trésorerie consolidés - Faits saillants		
38	Fonds de roulement		
38	Obligations contractuelles		
39	Dépenses en immobilisations consolidées prévues		
39	Gestion de la dette		
41	Cotes de crédit		
41	Titres de créance garantis		
42	Informations sur les actions en circulation		

Rapport de gestion

En date du 23 février 2026

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 2025 et l'exercice 2025 en entier par rapport aux périodes correspondantes de 2024 et aux principales informations financières de 2023, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 31 décembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024. 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 2025 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 et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

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 2025 :

Filiale à tarifs réglementés ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/de l'examen des conventions comptables
Filiale	
Tampa Electric Company (« TEC »)	Florida Public Service Commission (la « FPSC ») et Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »)	Nova Scotia Energy Board (le « NSEB »), auparavant Nova Scotia Utility and Review Board
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 »)
Placements dans des sociétés satellites	
NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »)	NSEB
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
Wasoqonatl Transmission Incorporated (« WTI »)	NSEB

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 » et des « énoncés prospectifs », au sens attribué à cette expression dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables, y compris la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, ainsi que des énoncés qui reflètent les attentes actuelles quant à la croissance, aux résultats d'exploitation, au rendement, au bénéfice, aux investissements en immobilisations, aux volumes des ventes, au recouvrement des coûts, au calendrier des décisions prises par les organismes de réglementation, au calendrier et à l'issue attendus de la vente imminente de NMGC, aux répercussions que pourrait avoir l'incident lié à la cybersécurité (au sens des présentes) sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la société, sur la remise en service de ses systèmes de technologies de l'information (« TI »), sur ses indemnités d'assurance et sur les processus de continuité de ses activités, ainsi qu'à d'autres aspects susceptibles d'être touchés par l'incident lié à la cybersécurité, 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 des systèmes; 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 répercussions possibles des conflits commerciaux et des droits de douane; les niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates et l'encaissement des produits d'assurance; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie ait une incidence sur 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; 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 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; les risques et les coûts liés à une défaillance des infrastructures de TI et les incidents liés à la cybersécurité, y compris la remise en service des systèmes de TI et les processus de continuité des activités; les incertitudes liées aux maladies infectieuses, aux pandémies et aux menaces similaires pour la santé publique; les risques liés à la santé et à la sécurité; 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/NYSE : 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, au Canada.

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 2,7 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 2025, les entreprises de services publics réglementées axées sur le coût du service d'Emera en Floride représentaient 67 pour cent de la base tarifaire consolidée moyenne, celles du Canada atlantique, 25 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 2026 et 2030. 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	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Plan d'investissement en immobilisations*	4 020 \$	3 730 \$	4 140 \$	4 180 \$	4 330 \$	20 400 \$
Base tarifaire consolidée moyenne						
Activités américaines	23 180 \$	25 100 \$	27 140 \$	29 300 \$	31 480 \$	
Activités canadiennes	7 340	7 660	7 990	8 320	8 580	
Total	30 520 \$	32 760 \$	35 130 \$	37 620 \$	40 060 \$	

* 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 le produit de la clôture de l'opération liée à NMGC. En règle générale, les besoins en capitaux propres d'Emera devraient être financés au moyen de l'émission de titres hybrides et d'actions ordinaires 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 19 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 2030, en prenant 2024 comme année de référence, ce qui soutiendra la réduction continue du ratio de distribution des dividendes par rapport au bénéfice net ajusté au fil du temps. 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 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 2025 et de 2024

Charges liées à la vente imminente de NMGC :

Le 5 août 2024, Emera a conclu une entente visant la vente de NMGC. Au deuxième trimestre de 2025, la société a comptabilisé une perte de valeur de 71 millions de dollars après impôts, ainsi qu'une perte supplémentaire représentant des coûts de transaction estimés de 1 million de dollars, après impôts, liés à cette vente imminente. 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 2024

Gain à la vente de la participation minoritaire indirecte d'Emera dans Labrador Island Link (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 à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » 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 à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » 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.

Rapprochement entre le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net ajusté

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2025	2024	2025	2024	2023
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	68 \$	154 \$	1 014 \$	494 \$	978 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts ¹⁾	(99)	(146)	41	(291)	169
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ^{2), 3)}	–	–	(72)	(225)	–
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts ⁴⁾	–	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 ⁵⁾	–	(26)	–	(26)	–
Bénéfice net ajusté	167 \$	246 \$	1 045 \$	849 \$	809 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,23 \$	0,52 \$	3,39 \$	1,71 \$	3,57 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,55 \$	0,84 \$	3,49 \$	2,94 \$	2,96 \$

1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôt sur les bénéfices de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 57 millions de dollars en 2024) et d'une charge d'impôt sur les bénéfices de 17 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 117 millions de dollars en 2024) (charge de 68 millions de dollars en 2023).

2) Représente (i) une perte de valeur hors trésorerie de 71 millions de dollars après impôts et des coûts de transaction de 1 million de dollars après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et (ii) un goodwill hors trésorerie et d'autres pertes de valeur de 206 millions de dollars après impôts et des coûts de transaction de 19 millions de dollars après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (21 millions de dollars en 2024).

4) Compte tenu d'un recouvrement d'impôts 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.

5) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024.

BAlIA et BAlIA ajusté

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAlIA ») et le BAlIA 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 BAlIA 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 BAlIA ajusté représente le BAlIA, compte non tenu de l'incidence sur le bénéfice des rajustements de réévaluation à la valeur du marché, des charges liées à la vente imminente de NMGC, du gain à la vente de LIL comptabilisé en 2024 et des charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024.

Rapprochement entre le bénéfice net et le BAIIA et le BAIIA ajusté

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2025	2024	2025	2024	2023
Bénéfice net ¹⁾	87 \$	173 \$	1 090 \$	568 \$	1 045 \$
Intérêts débiteurs nets	268	248	1 032	973	925
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(35)	(199)	81	(159)	128
Amortissement	335	296	1 294	1 162	1 049
BAIIA	655 \$	518 \$	3 497 \$	2 544 \$	3 147 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	(138)	(203)	58	(408)	237
Charges liées à la vente imminente de NMGC, compte non tenu des impôts sur les bénéfices	–	–	(77)	(246)	–
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)	–
BAIIA ajusté	793 \$	753 \$	3 516 \$	3 048 \$	2 910 \$

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 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 ».

Incidence, sur le bénéfice, (de la perte) du gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts

La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a diminué de 47 millions de dollars pour s'établir à 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2025, contre 146 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024, en raison principalement d'un gain réalisé sur des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social, comparativement à une perte pour la période correspondante de l'exercice précédent. La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 291 millions de dollars inscrite pour l'exercice 2024 a diminué de 332 millions de dollars pour représenter un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 41 millions de dollars pour l'exercice 2025, ce qui s'explique principalement par les variations favorables des positions existantes et par la baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel à Emera Energy Services (« EES »), ainsi que par un gain réalisé sur des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social par rapport à une perte pour l'exercice précédent.

Charges liées à la vente imminente de NMGC

2025 :

Au deuxième trimestre de 2025, Emera a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts, ou 0,24 \$ par action ordinaire) liés à la réévaluation du groupe destiné à la cession de NMGC à la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Cette perte de valeur a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés et incluse dans le secteur Autres.

2024 :

Au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie sur le goodwill et d'autres pertes de valeur de 221 millions de dollars (206 millions de dollars après impôts, ou 0,72 \$ par action ordinaire) liées 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. De plus, au troisième trimestre de 2024, Emera a comptabilisé une perte de 24 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. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés au poste « Autres produits nets » dans les états des résultats consolidés et inclus dans le secteur Autres.

Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » pour plus de précisions sur la vente imminente de NMGC. Se reporter à la note 4 afférente aux états financiers consolidés pour plus de précisions sur les pertes de valeur hors trésorerie, y compris celles liées au goodwill.

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 nets » 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 « Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices » 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 note 4 des états financiers consolidés.

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'attendait 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 était 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 « Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices » dans les états des résultats consolidés et incluse dans le secteur Autres en 2024.

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 nets » et « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés et incluses principalement dans le secteur Autres.

Principales données financières consolidées

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2025	2024	2025	2024	2023
Bénéfice net ajusté					
Services publics d'électricité de la Floride	119 \$	120 \$	845 \$	644 \$	627 \$
Services publics d'électricité canadiens	31	77	182	232	247
Services publics de gaz naturel et infrastructure	76	87	276	267	214
Autres services publics d'électricité	15	21	43	48	35
Autres	(74)	(59)	(301)	(342)	(314)
Bénéfice net ajusté	167 \$	246 \$	1 045 \$	849 \$	809 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts	(99)	(146)	41	(291)	169
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	–	–	(72)	(225)	–
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)	–
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	68 \$	154 \$	1 014 \$	494 \$	978 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2024 et 2025 :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos le 31 décembre	Exercices clos le 31 décembre
Bénéfice net ajusté - 2024	246 \$	849 \$
Rendement des unités d'exploitation		
Augmentation, d'un exercice à l'autre, du bénéfice à TEC attribuable à la hausse des produits découlant des nouveaux tarifs de base, à la croissance de la clientèle, aux conditions météorologiques favorables et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, de la dotation aux amortissements, des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts sur les bénéfices	(1)	201
Augmentation du bénéfice à EES attribuable aux conditions météorologiques favorables qui ont entraîné une augmentation des prix du gaz naturel et une volatilité accrue, ce qui a donné lieu à des occasions rentables	17	50
Diminution, d'un trimestre à l'autre, du bénéfice à NMGC attribuable à la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales. Augmentation, d'un exercice à l'autre, du bénéfice attribuable à la hausse des produits découlant des nouveaux tarifs de base, en partie contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de la dotation aux amortissements	(12)	10
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL au deuxième trimestre de 2024	–	(28)
Diminution, d'un trimestre à l'autre, du bénéfice à NSPI attribuable principalement à la diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à l'utilisation de reports prospectifs de pertes fiscales comptabilisées à titre de passifs réglementaires d'impôts reportés en 2024. Diminution, d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre, du bénéfice attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et à la hausse de la dotation aux amortissements, partiellement contrebalancées par l'augmentation des produits attribuable aux conditions météorologiques favorables	(49)	(19)
Siège social		
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à la hausse de la dette de la société et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les intérêts débiteurs en dollars américains, en partie contrebalancées par la baisse des taux d'intérêt	(4)	(14)
Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à l'ajustement moindre au titre de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés	(27)	(9)
Autres écarts	(3)	5
Bénéfice net ajusté - 2025	167 \$	1 045 \$

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre		
	2025	2024	2023
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	2 559 \$	2 194 \$	2 336 \$
Variation du fonds de roulement	(757)	452	(95)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 802 \$	2 646 \$	2 241 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 482) \$	(2 218) \$	(2 917) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 841 \$	(818) \$	939 \$

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

Aux en millions de dollars	31 décembre		
	2025	2024	2023
Total de l'actif	44 817 \$	42 951 \$	39 480 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an) ¹⁾	19 654 \$	18 407 \$	18 365 \$

1) Exclut les soldes de NMGC classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024. 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

Pour les 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
	2025	2024	Variance	2025	2024	Variance	2023
Produits d'exploitation	2 006 \$	1 763 \$	243 \$	8 776 \$	7 200 \$	1 576 \$	7 563 \$
Charges d'exploitation	1 731	1 524	(207)	6 801	6 120	(681)	5 769
Bénéfice d'exploitation	275 \$	239 \$	36 \$	1 975 \$	1 080 \$	895 \$	1 794 \$
Autres produits (charges), montant net	30 \$	(29) \$	59 \$	165 \$	203 \$	(38) \$	158 \$
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(35) \$	(199) \$	(164) \$	81 \$	(159) \$	(240) \$	128 \$
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	68 \$	154 \$	(86) \$	1 014 \$	494 \$	520 \$	978 \$
Bénéfice net ajusté	167 \$	246 \$	(79) \$	1 045 \$	849 \$	196 \$	809 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	301,2	294,1	7,1	299,2	289,1	10,1	273,6
Résultat de base par action ordinaire	0,23 \$	0,52 \$	(0,29) \$	3,39 \$	1,71 \$	1,68 \$	3,57 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,25 \$	0,52 \$	(0,27) \$	3,38 \$	1,71 \$	1,67 \$	3,57 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,55 \$	0,84 \$	(0,29) \$	3,49 \$	2,94 \$	0,55 \$	2,96 \$
BAIIA ajusté	793 \$	753 \$	40 \$	3 516 \$	3 048 \$	468 \$	2 910 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,7325 \$	0,7250 \$	0,0075 \$	2,9075 \$	2,8775 \$	0,0300 \$	2,7875 \$
Dividendes par action privilégiée de premier rang déclarés :							
Série A				0,7186 \$	0,5456 \$	0,1730 \$	0,5456 \$
Série B				0,9451 \$	1,6966 \$	(0,7515) \$	1,5583 \$
Série C				1,6085 \$	1,6085 \$	– \$	1,2873 \$
Série E				1,1250 \$	1,1250 \$	– \$	1,1250 \$
Série F				1,3406 \$	1,0505 \$	0,2900 \$	1,0505 \$
Série H				1,5810 \$	1,5810 \$	– \$	1,3140 \$
Série J				1,0625 \$	1,0625 \$	– \$	1,0625 \$
Série L				1,1500 \$	1,1500 \$	– \$	1,1500 \$

Différends commerciaux et droits de douane

Les répercussions des différends commerciaux et des droits de douane sur les résultats financiers et les activités d'Emera demeurent incertaines, la situation étant appelée à évoluer selon les circonstances. À ce jour, aucune incidence financière significative sur la société n'a été observée. Pour plus de précisions sur les risques liés aux conflits commerciaux et à l'imposition de droits de douane, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque ».

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont augmenté de 243 millions de dollars au quatrième trimestre de 2025 comparativement au quatrième trimestre de 2024 et, compte non tenu de la diminution de 19 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 224 millions de dollars. L'augmentation s'explique par l'augmentation des recouvrements au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), par les nouveaux tarifs de base à TEC et par l'augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES.

Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 576 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 comparativement à 2024 et, compte non tenu de l'augmentation de 369 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 1 207 millions de dollars. La hausse découle de l'augmentation des recouvrements au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), des nouveaux tarifs de base à TEC et à NMGC, de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, de l'augmentation des recouvrements des coûts du combustible à TEC, à NSPI et à NMGC, de l'augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES et des conditions météorologiques favorables à NSPI et à TEC.

Charges d'exploitation

Au quatrième trimestre de 2025, les charges d'exploitation ont augmenté de 207 millions de dollars par rapport à celles inscrites au quatrième trimestre de 2024. Compte non tenu des charges de 4 millions de dollars liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 211 millions de dollars. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, les charges d'exploitation ont augmenté de 681 millions de dollars comparativement à celles inscrites pour l'exercice 2024. Compte non tenu de la variation des charges liées à la vente imminente de NMGC de 146 millions de dollars et des charges de 4 millions de dollars liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 831 millions de dollars. Ces hausses découlent principalement de la comptabilisation de coûts liés aux dommages causés par les tempêtes plus élevés de 97 millions de dollars d'un trimestre à l'autre et de 350 millions de dollars d'un exercice à l'autre à TEC et à NSPI (compensation dans les produits), de l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à NMGC et à NSPI, ainsi que de l'augmentation de l'amortissement à TEC, à PGS et à NMGC. L'augmentation d'un exercice à l'autre est également attribuable à la hausse des prix du gaz naturel à TEC, à PGS et à NMGC, à la hausse du combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité à NSPI et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Autres produits nets

Les autres produits nets ont augmenté de 59 millions de dollars au quatrième trimestre de 2025 par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2024, en raison de la diminution des pertes de change et des charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024.

Les autres produits nets ont diminué de 38 millions de dollars au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 par rapport à ceux de 2024, en raison du gain à la vente de la participation dans LIL comptabilisé en 2024, partiellement contrebalancé par l'augmentation des gains de change en 2025, par les charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024 et par les coûts de transaction liés à la vente imminente de NMGC comptabilisés en 2024.

Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices

Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices au quatrième trimestre de 2025 affiche une baisse de 164 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2024, ce qui s'explique par la comptabilisation d'avantages fiscaux liés aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées au cours de l'exercice précédent, par l'ajustement moindre au titre de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés et par la hausse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la charge d'impôts sur les bénéfices a augmenté de 240 millions de dollars par rapport à l'exercice 2024, en raison de la hausse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices (compte non tenu du gain à la vente de la participation dans LIL comptabilisé en 2024 et des charges liées à la vente imminente de NMGC), de la comptabilisation d'avantages fiscaux liés aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées au cours de l'exercice précédent et de l'ajustement moindre au titre de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence fiscale du gain à la vente de la participation dans LIL comptabilisé en 2024 et par l'augmentation des crédits d'impôt comptabilisés à NSPI et à TEC.

Bénéfice net et bénéfice net ajusté

Par rapport à celui du quatrième trimestre de 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires du quatrième trimestre de 2025 reflète l'incidence favorable de la baisse de 47 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché et des charges de 26 millions de dollars liées aux coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024, et il reflète l'incidence défavorable de l'économie d'impôt de 58 millions de dollars liée à une structure de financement spécifique et à sa dissolution comptabilisée en 2024, ainsi que de la reprise de la provision pour moins-value de 22 millions de dollars liée au gain à la vente de LIL comptabilisée en 2024. Compte non tenu de ces variations, le bénéfice net ajusté a diminué de 69 millions de dollars, ce qui est attribuable à la baisse du bénéfice à NSPI et à NMGC et à la hausse des coûts du siège social. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse du bénéfice à EES.

Par rapport à l'exercice 2024, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de l'exercice clos en 2025 reflète l'incidence favorable de la baisse de 332 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, de la variation de 153 millions de dollars des charges liées à la vente imminente de NMGC et des charges de 26 millions de dollars liées aux coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs comptabilisées en 2024, et il reflète l'incidence défavorable du gain à la vente de LIL de 129 millions de dollars comptabilisé en 2024 et de l'économie d'impôt de 58 millions de dollars liée à une structure de financement spécifique et à sa dissolution comptabilisée en 2024. Compte non tenu de ces variations, le bénéfice net ajusté a augmenté de 206 millions de dollars, en raison principalement de la hausse du bénéfice à TEC, à EES et à NMGC. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL, par la hausse des coûts du siège social et par la baisse du bénéfice à NSPI.

Résultat de base par action ordinaire et résultat ajusté de base par action ordinaire

Le résultat de base par action ordinaire et le résultat ajusté de base par action ordinaire du quatrième trimestre de 2025 ont été moins élevés que ceux du quatrième trimestre de 2024 en raison de l'incidence de la diminution du bénéfice dont il est question ci-dessus et de l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Le résultat de base par action ordinaire et le résultat ajusté de base par action ordinaire pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont été plus élevés que pour l'exercice 2024 en raison de l'incidence de l'augmentation du bénéfice dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

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 2025 et 2024 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,36 \$	1,37 \$	1,41 \$	1,36 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,37 \$	1,44 \$	1,37 \$	1,44 \$

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

Pour les en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Services publics d'électricité de la Floride	85 \$	85 \$	607 \$	470 \$
Services publics de gaz naturel et infrastructure ^{1), 2)}	50	56	179	178
Autres services publics d'électricité	11	15	31	35
Secteur Autres ³⁾	(26)	(33)	(123)	(131)
Total ^{2), 4)}	120 \$	123 \$	694 \$	552 \$

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

2) 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.

3) 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.

4) Exclut des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 73 millions de dollars américains après impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 (pertes de 84 millions de dollars américains après impôts en 2024) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 5 millions de dollars américains après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (pertes de 189 millions de dollars américains après impôts en 2024).

L'incidence de l'appréciation du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains s'est traduite par une diminution du bénéfice net ajusté de 3 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2025 et par une diminution de 3 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport à la période correspondante de 2024. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains s'est traduite par une augmentation du bénéfice net ajusté de 13 millions de dollars et par une augmentation du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 49 millions de dollars par rapport à l'exercice 2024. 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.

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 14,5 milliards de dollars américains d'actifs et quelque 866 000 abonnés au 31 décembre 2025, TEC possède une capacité de production de 6 771 mégawatts (« MW ») d'électricité, dont 78 pour cent proviennent de centrales au gaz naturel, 21 pour cent, de l'énergie solaire, et 1 pour cent, du stockage d'énergie. TEC possède environ 2 200 kilomètres d'installations de transport d'électricité de même que 21 100 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 se situe entre 9,50 pour cent et 11,50 pour cent, moyennant une participation autorisée de 54 pour cent dans la structure du capital. Un RCP de 10,50 pour cent est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses.

TEC prévoit dégager un RCP se situant dans sa fourchette autorisée en 2026. En raison des nouveaux tarifs de base qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2026 et de la croissance continue de la clientèle, le bénéfice en dollars américains en 2026 devrait être supérieur à celui de 2025.

Le 4 septembre 2025, TEC a déposé auprès de la FPSC une demande visant à augmenter ses produits de base de 88 millions de dollars américains afin de tenir compte du rajustement de 2026, conformément à la décision visant la demande de hausse tarifaire de 2024. Le 4 novembre 2025, la FPSC a approuvé le rajustement, et les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

Le 3 février 2025, la FPSC a émis l'ordonnance finale approuvant la décision visant la demande de hausse tarifaire de 2024, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2025. Pour plus de précisions sur la demande de hausse tarifaire de 2024, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés d'Emera. En février 2025, une demande de nouvel examen de certains aspects de l'ordonnance finale a été déposée auprès de la FPSC. Le 6 mai 2025, la FPSC a rejeté la demande de nouvel examen, sauf en ce qui concerne la rectification de calculs peu importants, et l'ordonnance finale a été émise le 11 juin 2025. En mars 2025, deux parties intervenantes ont chacune déposé un avis d'appel auprès de la Cour suprême de Floride concernant l'issue de la procédure d'augmentation de la base tarifaire de 2024 de TEC. Le 12 janvier 2026, les parties intervenantes ont déposé leurs mémoires relatifs à l'appel. À ce jour, la FPSC n'a pas encore répondu aux mémoires.

Le 4 février 2025, la FPSC a approuvé la demande de TEC 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 qui a commencé en mars 2025. Le montant du recouvrement des coûts est soumis à un mécanisme d'ajustement d'égalisation avec la FPSC. Pour plus de précisions sur la réserve en cas de tempête, se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés d'Emera.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2026 sont de 1,8 milliard de dollars américains (1,6 milliard de dollars américains en 2025), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment les investissements dans les projets visant à rehausser la fiabilité des installations de production, ainsi que les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes, la modernisation des réseaux électriques et l'agrandissement des infrastructures de transport.

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.

NSPI

Dotée d'actifs de 8,1 milliards de dollars et d'environ 565 000 clients au 31 décembre 2025, 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. En 2025, NSPI a mis en service deux installations de stockage par batteries à l'échelle du réseau d'une capacité de 50 MW chacune afin d'améliorer la fiabilité du réseau. 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 573 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 5 400 kilomètres d'installations de transport d'électricité de même que 28 700 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, jusqu'au 31 mars 2026, 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.

Sous réserve de l'approbation de nouveaux tarifs de base par le NSEB dans le cadre de la demande générale de hausse tarifaire (la « DGH ») et qu'ils soient généralement conformes à la convention de règlement, NSPI prévoit dégager en 2026 un RCP se situant dans le bas de sa fourchette autorisée et s'attend à ce que les bénéfices en 2026 soient supérieurs à ceux de 2025. Le volume des ventes devrait être plus élevé en 2026 qu'en 2025.

Le 18 septembre 2025, NSPI a déposé une DGH consensuelle auprès du NSEB, conformément à une convention de règlement conclue avec les représentants des clients. La DGH prévoit des hausses tarifaires moyennes annuelles de 1,8 pour cent en 2026 et de 2,4 pour cent en 2027. Les tarifs proposés se traduiraient par une augmentation annuelle des produits liés au combustible et non liés au combustible de 62 millions de dollars en 2026 et de 108 millions de dollars en 2027. L'audience relative à cette affaire s'est conclue en janvier 2026, et la décision du NSEB est attendue au début du deuxième trimestre de 2026.

Le 5 mars 2025, NSPI, la Banque de l'infrastructure du Canada (la « BIC ») et Wskijinu'k Mtmot'anguow Agency (« WMA ») ont annoncé le projet de ligne de transport Wasoqonatl visant à créer une interconnexion de fiabilité de la Nouvelle-Écosse au Nouveau-Brunswick. Le projet appartient à WTI, un nouveau service public réglementé, lequel est détenu en propriété exclusive par une société en commandite nouvellement constituée par NSPI, BIC et WMA. NSPI est chargée de fournir des services de construction, d'exploitation, d'entretien et d'administration à WTI. NSPI détient dans WTI une participation indirecte avec droit de vote de 50 pour cent, qui est comptabilisée au poste « Placements assujettis à une influence notable » dans les bilans consolidés d'Emera.

En 2026, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à 720 millions de dollars (712 millions de dollars en 2025). 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 de Nouvelle-Écosse (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.

Nova Scotia Energy Reform Act :

Le 15 octobre 2025, le Nova Scotia Independent Energy System Operator (« IESO Nova Scotia ») a annoncé que la mise en place de l'organisme se ferait en deux phases sur une période de 18 mois. Le 1^{er} décembre 2025, la première phase a été achevée à la suite du transfert des fonctions de planification du réseau et de raccordement. La deuxième phase devrait être achevée en 2027, lorsque l'IESO Nova Scotia assumera la responsabilité de l'exploitation du réseau. La création de l'IESO Nova Scotia fait suite à l'adoption, en avril 2024, du projet de loi 404 intitulé *Energy Reform (2024) Act*, qui a établi le NSEB et prévu la transition graduelle vers l'IESO Nova Scotia.

Réglementation sur l'énergie renouvelable en Nouvelle-Écosse :

Le 26 mai 2023, NSPI a entrepris, par la voie d'une procédure auprès du NSEB, 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 a pris fin en 2025 et NSPI est dans l'attente d'une décision.

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 2026 devrait être semblable à celle de 2025. 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 sera livré au cours des 35 prochaines années aux termes des conventions de projets.

Le 23 décembre 2025, NSPML a reçu une ordonnance provisoire du NSEB pour percevoir auprès de NSPI un montant pouvant aller jusqu'à 199 millions de dollars en 2026 pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime, assujettis à une retenue mensuelle pouvant atteindre 4 millions de dollars. Une décision finale du NSEB est en cours. Aucune retenue n'a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Le 4 février 2026, NSPML a déposé une demande de résiliation du mécanisme de retenue auprès du NSEB. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2026.

En 2026, les dépenses en immobilisations de NSPML devraient s'élever à environ 40 millions de dollars (7 millions de dollars 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. 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. L'audience publique s'est tenue en novembre 2025. La clôture de l'opération est prévue au premier semestre de 2026. Pour de plus amples renseignements sur cette transaction imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

PGS

Comptant 3,3 milliards de dollars américains d'actifs et environ 523 000 abonnés, PGS possède quelque 25 600 kilomètres de canalisations principales destinées au transport du gaz naturel et 14 800 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 2025.

Depuis 2026, la fourchette approuvée de RCP pour PGS est de 9,30 pour cent à 11,30 pour cent (9,15 pour cent à 11,15 pour cent en 2025), moyennant une participation autorisée de 54,7 pour cent (54,7 pour cent en 2025) dans la structure du capital. Un RCP de 10,30 pour cent (10,15 pour cent en 2025) est utilisé aux fins du calcul du rendement du capital investi pour les clauses.

PGS s'attend à dégager un RCP se situant dans sa fourchette approuvée en 2026. En raison des nouveaux tarifs de base qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2026 et de la croissance continue de la clientèle, le bénéfice en dollars américains en 2026 devrait être supérieur à celui de 2025.

Le 31 mars 2025, PGS a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la FPSC pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2026. Le 13 août 2025, PGS et les parties intervenantes ont déposé une convention de règlement auprès de la FPSC concernant une augmentation de 67 millions de dollars américains des tarifs de base annuels de 2026, qui comprend 7 millions de dollars américains provenant de l'avenant relatif au remplacement de la fonte et de l'acier brut, ainsi que des ajustements supplémentaires de 25 millions de dollars américains en 2027 et pouvant aller jusqu'à 5 millions de dollars américains en 2028 (sous réserve de l'approbation de la FPSC). L'entente reflète un RCP médian de 10,30 pour cent et une proportion des capitaux propres de 54,7 pour cent. Le 31 octobre 2025, la FPSC a rendu l'ordonnance finale approuvant le règlement.

En 2026, les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, devraient s'élever à environ 445 millions de dollars américains (323 millions de dollars américains en 2025).

NMGC

Comptant 1,6 milliard de dollars américains d'actifs et quelque 553 000 abonnés, NMGC possède environ 2 300 kilomètres de gazoducs de transport et 18 200 kilomètres de gazoducs de distribution. En 2025, 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.

La contribution de NMGC au bénéfice en dollars américains d'Emera en 2026 devrait être inférieure à celle de 2025 en raison de la vente imminente de NMGC, qui devrait être conclue au premier semestre de 2026.

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 2026 devrait être semblable à celui de l'exercice précédent.

En 2026, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 110 millions de dollars américains (67 millions de dollars américains en 2025), y compris la PFUPC, 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 547 millions de dollars américains d'actifs et quelque 137 000 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 200 kilomètres et des installations de distribution s'étendant sur 4 000 kilomètres. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de BLPC est de 10 pour cent.

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^{er} 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 compétence 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 a été entendu en décembre 2025 et se poursuivra au début de 2026. Une décision est attendue en 2026.

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 novembre 2025, le gouvernement de la Barbade et BLPC se sont entendus sur l'octroi de nouvelles licences distinctes, l'une portant sur le transport, la distribution, la vente et la répartition de l'électricité, et l'autre portant sur la production et le stockage d'énergie. La licence relative à la production et au stockage d'énergie sera valide jusqu'en 2047, sous réserve d'une éventuelle prorogation, tandis que la première licence aura une durée de 30 ans. Ces licences non exclusives ont depuis été signées et entreront en vigueur à la suite de l'abrogation de la licence actuellement en vigueur. BLPC continue d'exercer ses activités en vertu de son cadre législatif actuel tout en se préparant à la transition vers le nouveau régime de licences.

GBPC

Comptant 378 millions de dollars américains d'actifs et quelque 20 000 clients, GBPC est dotée de centrales au mazout d'une capacité de 98 MW, d'installations de transport s'étendant sur environ 100 kilomètres et d'installations de distribution s'étendant sur 1 000 kilomètres. Le rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de GBPC est de 8,52 pour cent.

Le 1^{er} 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. Un examen de la proposition par la GBPA devrait débiter au cours du premier semestre de 2026.

Le 1^{er} 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 (l'« URCA »). En 2024, l'URCA a déposé une demande auprès de la Cour suprême des Bahamas en vue d'obtenir une ordonnance interdisant à la GBPA d'examiner et/ou d'approuver tout ajustement des tarifs demandé par la GBPC. L'URCA soutient qu'elle détient le pouvoir de réglementation en matière de fourniture d'électricité sur l'île de Grand Bahama en vertu de la loi intitulée *Electricity Act*. La direction ne prévoit pas que l'issue de la procédure judiciaire aura une 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 filiales et aux 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; et 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.

Le siège social englobe 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. Il comprend 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.

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 millions de dollars américains à 30 millions de dollars américains. Compte tenu de la conjoncture du marché solide pour le début de 2026, EES s'attend à ce que le bénéfice net ajusté en dollars américains pour 2026 corresponde aux résultats de 2025.

La perte nette ajustée du secteur Autres en 2026 devrait être conforme avec 2025.

En 2026, les dépenses en immobilisations devraient s'élever à environ 10 millions de dollars (6 millions de dollars en 2025).

Bilans consolidés - Faits saillants

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés entre le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2025 incluent ce qui suit :

en millions de dollars	Augmentation (diminution) totale	Explication de l'augmentation (la diminution)
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	153 \$	Augmentation attribuable à la hausse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, à la hausse du produit des facilités de crédit engagées à TEC, à l'augmentation du produit de l'émission de titres de créance à TEC et au produit de l'émission d'actions ordinaires. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les investissements dans les immobilisations corporelles, par les remboursements sur les facilités de crédit engagées de TECO Finance, Inc. (« TECO Finance ») et d'Emera et par les dividendes versés sur les actions ordinaires d'Emera
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(229)	Diminution attribuable à la baisse des actifs au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes à TEC et à NSPI et à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et de l'actif réglementaire d'impôts reportés à NSPI
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	984	Augmentation des créances clients liée à la hausse des prix des produits de base à EES, à l'augmentation des créances clients à NSPI et à TEC, à la hausse des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux nouveaux contrats de location-financement à TEC, ainsi qu'aux actifs de retraite plus élevés en raison de l'augmentation du rendement des actifs des régimes à TEC en 2025
Actifs détenus en vue de la vente (à court terme et à long terme), déduction faite des passifs ¹⁾	(101)	Diminution attribuable surtout à une perte de valeur hors trésorerie comptabilisée en 2025 et à l'incidence des écarts de conversion des comptes à NMGC
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	1 240	Augmentation résultant des acquisitions d'immobilisations corporelles en excédent de l'amortissement, partiellement contrebalancée par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Goodwill	(278)	Diminution résultant de l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Passif et capitaux propres		
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	1 654 \$	Augmentation attribuable à l'émission de titres de créance à long terme à EUSHI Finance Inc. (« EUSHI Finance ») et à TEC, au produit de l'émission d'une facilité de crédit à terme non renouvelable à NSPI et à une plus grande utilisation des facilités de crédit engagées à TEC. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera et par les remboursements sur les facilités de crédit engagées du siège social et de TECO Finance
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	156	Augmentation attribuable aux déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles et aux variations des actifs et des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite. Ce facteur a été en partie contrebalancé par la hausse des crédits d'impôt à TEC et par l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(211)	Diminution attribuable à la baisse du passif du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI, à la baisse des passifs au titre de la clause de recouvrement des coûts et à la baisse des passifs réglementaires d'impôts reportés à TEC et à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Autres passifs (à court terme et à long terme)	96	Augmentation attribuable aux contrats de location-financement conclus par TEC et au calendrier des paiements d'intérêts du siège social
Actions ordinaires	345	Hausse découlant des actions émises
Cumul des autres éléments du résultat global	(388)	Diminution attribuable à l'incidence des écarts de conversion des comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera, en partie contrebalancée par l'augmentation des coûts non comptabilisés au titre du régime de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite en raison des rendements du capital investi et des modifications favorables apportées aux hypothèses actuarielles, ainsi que des amortissements à NSPI
Bénéfices non répartis	146	Augmentation attribuable au bénéfice net en excédent des dividendes versés

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé la vente de NMGC. En conséquence, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la rubrique « Autres faits récents » et à la note 4 afférente aux états financiers consolidés pour plus de précisions.

Autres faits récents

Hausse du dividende sur actions ordinaires

Le 25 septembre 2025, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, qui est passé de 2,90 \$ à 2,93 \$ l'action ordinaire. Le premier versement a été effectif le 14 novembre 2025.

Incident lié à la cybersécurité

Le 25 avril 2025, Emera et NSPI ont découvert un incident lié à la cybersécurité portant sur un accès non autorisé à certaines parties de leur réseau de TI canadien et à des serveurs qui prennent en charge certaines de leurs applications commerciales (l'« incident lié à la cybersécurité »). Il n'y a eu aucune perturbation des activités canadiennes ou des activités de services publics d'Emera aux États-Unis ou aux Caraïbes.

La société a mis en place des processus de continuité des activités pour certaines fonctions commerciales et administratives touchées au sein de ses sociétés affiliées canadiennes. La remise en service systématique des systèmes de TI touchés et la transition correspondante hors des processus de continuité des activités continuent de progresser selon une approche planifiée, contrôlée et progressive. Se reporter à la rubrique « Communication de l'information et contrôles internes » pour obtenir plus de précisions sur l'incidence sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière. La société dispose d'une couverture d'assurance contre la cybercriminalité et participe activement avec son assureur au déroulement du processus de réclamation. À l'heure actuelle, on ne s'attend pas à ce que l'incident lié à la cybersécurité ait une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société. Pour plus de précisions sur les risques généralement associés à la cybersécurité, se reporter à la rubrique « Risques d'entreprise et gestion du risque ».

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. En raison de la vente imminente, les actifs et passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2024 et la valeur comptable des actifs et des passifs a été ajustée à la juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'audience publique s'est tenue en novembre 2025. La clôture de la transaction est prévue pour le premier semestre de 2026.

À chaque date de clôture, la société évalue la juste valeur du groupe destiné à la cession en comparant la juste valeur du produit attendu de la transaction diminuée des coûts de la vente avec la valeur comptable de l'actif net, y compris le goodwill (la « valeur comptable »). Le 30 juin 2025, la société a réévalué le groupe destiné à la cession de NMGC au montant le moins élevé entre sa valeur comptable et sa juste valeur diminuée des coûts de la vente. En raison du changement dans le calendrier prévu de la clôture de la transaction, une perte de valeur hors trésorerie de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts), ou 55 millions de dollars américains (52 millions de dollars américains après impôts), a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés du deuxième trimestre de 2025. Une perte supplémentaire liée aux coûts de transaction futurs estimés, d'un montant de 2 millions de dollars (1 million de dollars après impôts), a été comptabilisée au poste « Autres produits nets » dans les états des résultats consolidés du deuxième trimestre de 2025. Aucun ajustement supplémentaire n'a été comptabilisé en 2025.

La société continuera à comptabiliser l'amortissement lié aux actifs de NMGC jusqu'à la date de clôture de la transaction, 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 97 millions de dollars (70 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 2025. Du montant de 97 millions de dollars (70 millions de dollars américains) comptabilisé à ce jour, une tranche de 71 millions de dollars (51 millions de dollars américains) a été comptabilisée en 2025.

Loi des États-Unis intitulée *Big Beautiful Bill Act* (« OBBA »)

L'OBBA a été promulguée le 4 juillet 2025. Cette loi rend permanentes plusieurs dispositions fiscales expirées ou sur le point de l'être, initialement adoptées dans le cadre de la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* de 2017. Elle introduit également d'importants changements, à compter des prochaines années, dans le calendrier et les modalités d'accès à certains crédits d'impôt pour l'énergie propre instaurés par la loi intitulée *Inflation Reduction Act*, notamment le crédit d'impôt à l'investissement (*investment tax credit*) et le crédit d'impôt à la production (*production tax credit*). Le 15 août 2025, l'Internal Revenue Service a publié des directives précisant la manière de déterminer le moment où la construction d'un projet éolien ou solaire est réputée avoir commencé aux fins de l'admissibilité à ces crédits d'impôt. Les états financiers d'Emera pour l'exercice 2025 n'ont pas été touchés de façon significative par les changements adoptés. Emera continuera d'évaluer les répercussions futures à mesure que des informations et des directives supplémentaires seront publiées.

Inscription à la cote de la Bourse de New York (la « NYSE »)

Emera a déposé une déclaration d'inscription datée du 1^{er} mai 2025 sur formulaire 40-F auprès de la Securities Exchange Commission afin d'inscrire ses actions ordinaires en vertu de l'article 12 de la loi intitulée *Securities Exchange Act* de 1934. Emera a ensuite procédé à l'inscription de ses actions ordinaires à la cote de la NYSE et leur négociation a débuté le 28 mai 2025. Les actions ordinaires d'Emera continuent d'être inscrites et négociées à la cote de la Bourse de Toronto.

Nominations

Haute direction

Le 1^{er} mars 2026, Vivek Sood deviendra le président et chef de la direction de NSPI, en remplacement de Peter Gregg. M. Sood a pris sa retraite dernièrement à titre de vice-président exécutif, Entreprises connexes de Sobeys inc. en 2024, et a siégé au sein du conseil d'administration de NSPI depuis juin 2024.

Le 1^{er} décembre 2025, Jared Green est devenu le nouveau chef des finances d'Emera, en remplacement de Greg Blunden. M. Green occupait jusqu'à tout récemment le poste de président et chef de la direction de TriSummit Utilities (anciennement AltaGas Canada).

Conseil d'administration

Le 17 septembre 2025, Isabelle Courville s'est jointe au conseil d'administration d'Emera. M^{me} Courville est présidente du conseil de Canadian Pacific Kansas City et a auparavant été présidente d'Hydro-Québec Distribution et d'Hydro-Québec TransÉnergie, ainsi que présidente du Groupe Entreprises de Bell Canada.

Principales données financières

Services publics d'électricité de la Floride

Pour les en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation - activités réglementées liées à l'électricité	706 \$	582 \$	3 115 \$	2 526 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	150 \$	151 \$	703 \$	622 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	85 \$	85 \$	607 \$	470 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé - \$ CA	119 \$	120 \$	845 \$	644 \$
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts ¹⁾	- \$	(2) \$	- \$	(2) \$
Contribution au bénéfice net consolidé	85 \$	83 \$	607 \$	468 \$
Contribution au bénéfice net consolidé - \$ CA	119 \$	117 \$	845 \$	641 \$
Coût moyen du combustible en dollars par MWh	31 \$	31 \$	32 \$	28 \$

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 des taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens a été négligeable pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 et s'est traduite par une augmentation de 16 millions de dollars du bénéfice en dollars canadiens pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Bénéfice net

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

Pour les en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Contribution au bénéfice net consolidé - 2024	83 \$	468 \$
Augmentation des produits d'exploitation attribuable essentiellement aux produits au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes (compensation dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales), aux nouveaux tarifs de base, à la hausse des produits reportés réglementaires et à la croissance de la clientèle. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des conditions météorologiques défavorables de 10 millions de dollars d'un trimestre à l'autre. Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable également à l'incidence des conditions météorologiques favorables de 10 millions de dollars	124	589
Augmentation, d'un exercice à l'autre, des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la hausse des prix du gaz naturel et à la hausse des achats d'électricité	1	(81)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la comptabilisation de coûts plus élevés liés aux tempêtes (compensation dans les produits), à la hausse des coûts liés aux avantages sociaux, aux activités relatives aux investissements dans les projets solaires et à la maintenance des logiciels. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le moment de la comptabilisation des reports réglementaires	(88)	(246)
Augmentation de la charge d'amortissement résultant des installations et de la mise en service de projets d'investissement	(17)	(51)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à la hausse des emprunts	(9)	(25)
Augmentation des impôts et taxes municipaux et étatiques américains attribuable à la hausse des produits et à la valeur plus élevée des immobilisations imposables en service	(10)	(28)
Augmentation, d'un exercice à l'autre, de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable principalement à l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancée par l'avantage plus important tiré des crédits d'impôt sur la production et par la hausse de l'amortissement des crédits d'impôt à l'investissement reportés	2	(32)
Autres	(1)	13
Contribution au bénéfice net consolidé - 2025	85 \$	607 \$

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 »))	
	2025	2024	2025	2024
Résidentiel	1 786 \$	1 507 \$	10 309	10 269
Commercial	822	686	6 536	6 481
Industriel	195	162	2 105	2 019
Autres ¹⁾	312	171	2 377	2 276
Total	3 115 \$	2 526 \$	21 327	21 045

1) Le poste « Autres » comprend les reports réglementaires liés à des clauses et les ventes aux autorités publiques, ainsi que 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)	
	2025	2024
Gaz naturel	17 470	18 027
Solaire	2 419	2 250
Achats d'électricité	2 004	1 569
Charbon	46	32
Total	21 939	21 878

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

Pour les en millions de dollars (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation - activités réglementées liées à l'électricité	504 \$	479 \$	1 944 \$	1 855 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ^{1), 2)}	269 \$	(216) \$	1 065 \$	509 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	31 \$	77 \$	182 \$	232 \$
Coût moyen du combustible en dollars par MWh ²⁾	89 \$	(73) \$	93 \$	45 \$

- 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) Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité et le coût moyen du combustible pour 2024 tiennent compte d'un remboursement de 486 millions de dollars des paiements antérieurs au titre de l'évaluation de NSPLM (le « remboursement de NSPML »), 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. Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés pour obtenir plus de précisions sur le remboursement de NSPML.

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
NSPI	22 \$	71 \$	141 \$	160 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	9	6	41	44
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	—	—	—	28
Contribution au bénéfice net consolidé	31 \$	77 \$	182 \$	232 \$

Bénéfice net

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Contribution au bénéfice net consolidé - 2024	77 \$	232 \$
Augmentation des produits d'exploitation à NSPI attribuable à l'augmentation des recouvrements des coûts du combustible et des coûts liés aux tempêtes, aux conditions météorologiques favorables et à la hausse des volumes des ventes provenant du secteur résidentiel et du secteur commercial, en partie contrebalancées par la baisse des volumes des ventes provenant du secteur industriel	25	89
Augmentation des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité à NSPI attribuable au remboursement de NSPML en 2024 ¹⁾ , aux variations de la composition des sources de production et à la hausse des volumes des ventes, en partie contrebalancés par la baisse des prix des produits de base	(485)	(556)
Diminution des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI découlant surtout du remboursement de NSPML en 2024 ¹⁾	472	511
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à NSPI attribuable à la hausse des coûts liés aux dommages causés par les tempêtes et des coûts associés à l'incident lié à la cybersécurité. Augmentation, d'un exercice à l'autre, attribuable à la hausse des coûts associés aux activités liées à la transmission et à la distribution, aux coûts associés à l'incident lié à la cybersécurité et aux activités liées à la production d'électricité, partiellement contrebalancés par la hausse des coûts administratifs indirects attribués aux immobilisations incorporelles	(21)	(49)
Augmentation de l'amortissement attribuable à une hausse des immobilisations corporelles en service	(4)	(16)
Diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de la participation dans LIL	–	(28)
Diminution, d'un trimestre à l'autre, du recouvrement d'impôts sur les bénéfices à NSPI attribuable surtout à l'utilisation de reports de pertes fiscales comptabilisées à titre de passifs réglementaires d'impôts reportés à l'exercice précédent et à la diminution des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations incorporelles	(35)	4
Autres	2	(5)
Contribution au bénéfice net consolidé - 2025	31 \$	182 \$

1) Pour plus de précisions sur le remboursement de NSPML de 486 millions de dollars en 2024, 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)	
	2025	2024	2025	2024
Résidentiel	1 073 \$	997 \$	5 292	5 096
Commercial	522	499	3 084	3 046
Industriel	270	276	2 098	2 217
Autres	43	41	231	222
Total	1 908 \$	1 813 \$	10 705	10 581

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)	
	2025	2024
Charbon	4 370	3 347
Gaz naturel	1 403	2 317
Achat d'électricité	391	620
Mazout	295	132
Coke de pétrole	279	374
Total - énergie non renouvelable	6 738	6 790
Achat d'électricité - PEI, COMFIT et importations	3 707	3 464
Énergie éolienne, hydroélectricité et énergie solaire	855	932
Biomasse	174	140
Total - énergie renouvelable	4 736	4 536
Total des volumes de production	11 474	11 326

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 le NSEB 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 intitulée *Public Utilities Act* de la Nouvelle-Écosse (la « Loi sur les services publics ») et elle est assujettie à la réglementation du NSEB. Cette loi confère au NSEB un pouvoir de contrôle sur l'exploitation et les dépenses de NSPI. NSPI est réglementée conformément au modèle axé sur le coût du service, les tarifs étant fixés pour recouvrer prudemment les coûts engagés afin de fournir des services d'électricité aux clients, et elle offre un rendement raisonnable aux investisseurs. 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 du NSEB. 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. En raison de la vente imminente, les actifs et les passifs de NMGC ont été classés comme étant détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. L'audience publique s'est tenue en novembre 2025. La clôture de l'opération est prévue pour le premier semestre de 2026, 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 ».

Pour les en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation - activités réglementées liées au gaz ¹⁾	327 \$	317 \$	1 235 \$	1 160 \$
Produits d'exploitation non réglementés	4	3	17	15
Total des produits d'exploitation	331 \$	320 \$	1 252 \$	1 175 \$
Coût réglementé du gaz naturel	73 \$	81 \$	318 \$	289 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	55 \$	61 \$	196 \$	194 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé - \$ CA	76 \$	87 \$	276 \$	267 \$
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ²⁾	- \$	- \$	- \$	(6) \$
Contribution au bénéfice net consolidé	55 \$	61 \$	196 \$	188 \$
Contribution au bénéfice net consolidé - \$ CA	76 \$	87 \$	276 \$	259 \$

- 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 2025 (12 millions de dollars en 2024) et de 46 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (46 millions de dollars en 2024).
- 2) Comprend 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 l'exercice clos le 31 décembre 2024.

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

Pour les en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
PGS	31 \$	28 \$	117 \$	120 \$
NMGC	15	23	45	39
Autres	9	10	34	35
Contribution au bénéfice ajusté net consolidé	55 \$	61 \$	196 \$	194 \$

L'incidence de la fluctuation des taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens a été négligeable pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 et s'est traduite par une augmentation de 7 millions de dollars du bénéfice en dollars canadiens pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Bénéfice net

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

Pour les en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Contribution au bénéfice net consolidé - 2024	61 \$	188 \$
Augmentation des produits tirés des ventes de gaz attribuable à la hausse des produits liés au combustible et à la hausse des ventes hors système à PGS, ainsi qu'aux nouveaux tarifs de base à NMGC	11	77
Diminution du coût du gaz naturel, d'un trimestre à l'autre, attribuable principalement au moment du partage des bénéfices avec les clients dans le cadre des conventions de gestion d'actifs à NMGC. Augmentation du coût du gaz naturel, d'un exercice à l'autre attribuable à la hausse des prix du gaz naturel à PGS	8	(29)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la hausse des coûts de main-d'œuvre à NMGC	(16)	(20)
Augmentation de l'amortissement attribuable surtout à la mise en service de projets d'investissement à PGS et à NMGC	(4)	(14)
Autres	(5)	(6)
Contribution au bénéfice net consolidé - 2025	55 \$	196 \$

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)	
	2025	2024	2025	2024
Résidentiel	548 \$	520 \$	394	410
Commercial	377	362	875	824
Industriel ¹⁾	73	69	1 568	1 620
Autres ²⁾	191	163	313	278
Total ³⁾	1 189 \$	1 114 \$	3 150	3 132

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 2024).

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 à l'aide d'importants gazoducs interétatiques, 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 1 999 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)	
	2025	2024
Transport	2 463	2 434
Approvisionnement du réseau	687	698
Total	3 150	3 132

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 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.

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

Pour les en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation - activités réglementées liées à l'électricité	102 \$	107 \$	413 \$	413 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	51 \$	55 \$	211 \$	215 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	11 \$	15 \$	31 \$	35 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé - \$ CA	15 \$	21 \$	43 \$	48 \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres	(1) \$	(1) \$	- \$	- \$
Contribution au bénéfice net consolidé	10 \$	14 \$	31 \$	35 \$
Contribution au bénéfice net consolidé - \$ CA	13 \$	19 \$	43 \$	48 \$
Volumes de ventes d'électricité (en GWh)	330	323	1 307	1 307
Volumes de production d'électricité (en GWh)	345	347	1 390	1 403
Coût moyen du combustible par MWh	148 \$	159 \$	152 \$	153 \$

L'incidence de la fluctuation des taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens et le bénéfice net ajusté a été négligeable pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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

Pour les en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
BLPC	7 \$	13 \$	19 \$	27 \$
GBPC	1	3	10	11
Autres	3	(1)	2	(3)
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	11 \$	15 \$	31 \$	35 \$

Bénéfice net

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

Pour les en millions de \$ US	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Contribution au bénéfice net consolidé - 2024	14 \$	35 \$
Diminution, d'un trimestre à l'autre, des produits d'exploitation attribuable à la baisse des produits liés au combustible et à la baisse des autres produits à BLPC	(5)	-
Diminution du combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la baisse des coûts du combustible à BLPC et à GBPC	4	4
Augmentation, d'un exercice à l'autre, de la charge d'impôt sur les bénéfices attribuable à la réévaluation des passifs d'impôts reportés en 2025 découlant d'une modification du taux d'imposition des sociétés à BLPC	1	(2)
Augmentation de la dotation aux amortissements à GBPC attribuable à l'augmentation du nombre d'unités de production en service	(4)	(5)
Autres	-	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé - 2025	10 \$	31 \$

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ^{1), 2)}	60 \$	35 \$	158 \$	77 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	7	10	32	32
Total des produits d'exploitation - activités non réglementées	67 \$	45 \$	190 \$	109 \$
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(74) \$	(59) \$	(301) \$	(342) \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts ³⁾	(97)	(144)	41	(291)
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts ⁴⁾	–	–	(72)	(217)
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts ^{5), 6)}	–	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 ⁷⁾	–	(23)	–	(23)
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé	(171) \$	(146) \$	(332) \$	(686) \$

- 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 144 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2025 (perte de 159 millions de dollars en 2024) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 16 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (perte de 357 millions de dollars pour 2024).
- 3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 57 millions de dollars en 2024) et d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 17 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 117 millions de dollars en 2024).
- 4) Comprend une perte de valeur de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts) et des coûts de transaction de 2 millions de dollars (1 million de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, ainsi qu'une perte de valeur 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.
- 5) Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Pour plus de précisions sur la transaction, se reporter à la note 4 afférente aux états financiers consolidés.
- 6) Compte tenu d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 22 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 et d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 53 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.
- 7) 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.

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Emera Energy :				
EES	33 \$	16 \$	80 \$	30 \$
Autres	(1)	(2)	(6)	2
Siège social - se reporter à la répartition ci-dessous	(106)	(73)	(380)	(360)
Block Energy	–	–	6	(13)
Autres	–	–	(1)	(1)
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net ajusté consolidé	(74) \$	(59) \$	(301) \$	(342) \$

Bénéfice net (perte nette)

Le tableau qui suit présente les faits saillants des variations du bénéfice net (de la perte nette) :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé - 2024	(146) \$	(686) \$
Hausse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES attribuable aux conditions météorologiques favorables qui ont entraîné une augmentation des prix du gaz naturel et une volatilité accrue, ce qui a donné lieu à des occasions rentables	25	81
Diminution de la quote-part du bénéfice de Bear Swamp attribuable à une baisse de la production découlant d'une panne imprévue prolongée	(3)	(17)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable essentiellement à la hausse de la dette du siège social et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les intérêts débiteurs en dollars américains, en partie contrebalancées par la baisse des taux d'intérêt	(4)	(14)
Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la diminution de la perte avant la charge d'impôts sur les bénéfices et à l'ajustement moindre au titre de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts reportés	(31)	(26)
La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a diminué en raison d'un gain réalisé sur des couvertures de change se rapportant aux activités du siège social par rapport à une perte à l'exercice précédent. La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a également diminué d'un exercice à l'autre en raison des variations des positions existantes et de la diminution de l'amortissement des actifs de transport du gaz à EES	47	332
Charges liées à la vente imminente de NMGC, après impôts	–	145
Gain à la vente de la participation dans LIL, après impôts en 2024	(22)	(129)
Dissolution d'une structure de financement en 2024	(58)	(58)
Charges liées à des coûts de liquidation et à certaines pertes de valeur d'actifs, après impôts en 2024	23	23
Autres	(2)	17
Contribution (à la perte nette consolidée) au bénéfice net consolidé - 2025	(171) \$	(332) \$

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.

En 2025, à la suite d'un solide premier trimestre, EES a révisé sa fourchette de prévisions de bénéfice annuel pour l'établir à 35 millions de dollars américains à 45 millions de dollars américains. La contribution d'EES au bénéfice net ajusté consolidé s'est chiffrée à 33 millions de dollars au quatrième trimestre de 2025, comparativement à 16 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024, et à 80 millions de dollars (57 millions de dollars américains) pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, comparativement à 30 millions de dollars (21 millions de dollars américains) pour la même période en 2024. La conjoncture de marché était plus favorable en 2025 qu'en 2024 en raison des conditions météorologiques qui ont entraîné des prix plus élevés du gaz naturel et une volatilité accrue.

Rajustements de réévaluation à la valeur du marché

Les postes « Marge sur les activités de commercialisation et de négociation », « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » et « Charge (recouvrement) 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. Ultimement, 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 nets » dans les états des résultats consolidés.

Siège social

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Charges d'exploitation ¹⁾	(35) \$	(23) \$	(78) \$	(74) \$
Intérêts débiteurs	(101)	(97)	(381)	(367)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	48	76	160	170
Dividendes sur actions privilégiées	(19)	(19)	(75)	(73)
Autres ^{2), 3)}	1	(10)	(6)	(16)
Perte nette ajustée du siège social^{4), 5), 6), 7)}	(106) \$	(73) \$	(380) \$	(360) \$

- Le poste « Charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement.
- 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.
- Comprend une perte nette réalisée avant impôts de 4 millions de dollars (2 millions de dollars après impôts) pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 (perte nette avant impôts de 5 millions de dollars et perte de 4 millions de dollars après impôts en 2024) et une perte nette avant impôts de 16 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (perte nette avant impôts de 12 millions de dollars et perte après impôts de 9 millions de dollars en 2024) sur les couvertures de change, tel qu'il est mentionné ci-dessus.
- Exclut un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 5 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 (une perte après impôts de 25 millions de dollars en 2024) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 28 millions de dollars après impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (une perte de 31 millions de dollars après impôts en 2024).
- 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.
- Exclut certaines charges de 77 millions de dollars liées à la vente imminente de NMGC (72 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (235 millions de dollars avant impôts et 217 millions de dollars après impôts en 2024).
- 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 lié 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.

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 2026 à 2030 et soutient une croissance continue. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés d'Emera sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation.

Emera dispose de liquidités suffisantes pour assurer le service de la dette à mesure que les emprunts arrivent à échéance et 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 de titres hybrides et d'actions ordinaires 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 2,8 milliards de dollars canadiens et de 2,1 milliards de dollars américains, dont environ 999 millions de dollars canadiens et de 1 056 millions de dollars américains étaient non prélevés et disponibles au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2025, la société détenait un solde de trésorerie de 355 millions de dollars, dont une tranche de 6 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 2025 et 2024 comprennent :

en millions de dollars	2025	2024	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et liquidités liées aux actifs détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période	221 \$	588 \$	(367) \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	2 559	2 194	365
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(757)	452	(1 209)
Activités d'exploitation	1 802 \$	2 646 \$	(844) \$
Activités d'investissement	(3 482)	(2 218)	(1 264)
Activités de financement	1 841	(818)	2 659
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	(11)	23	(34)
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	371 \$	221 \$	150 \$

Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation ont diminué de 844 millions de dollars pour s'établir à 1 802 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, comparativement à 2 646 millions de dollars pour 2024.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont augmenté de 365 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. L'augmentation s'explique par la hausse des recouvrements au titre des coûts liés aux tempêtes à TEC, par les nouveaux tarifs de base à TEC et à NMGC et par l'augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par le produit de la vente à NSPI de l'actif du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible au deuxième trimestre de 2024 et par des recouvrements déficitaires des coûts du combustible plus élevés à TEC.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une diminution de 1 209 millions de dollars du flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Cette diminution est attribuable aux variations défavorables des crédettes à TEC reflétant le calendrier et le paiement de factures liées aux tempêtes, aux variations défavorables des débiteurs à TEC attribuables à la hausse des tarifs de base et des recouvrements des coûts liés aux tempêtes, ainsi qu'aux variations défavorables des débiteurs et des stocks de combustible à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les variations favorables des débiteurs à PGS.

Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 1 264 millions de dollars, s'établissant à 3 482 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, en comparaison de 2 218 millions de dollars pour 2024. L'augmentation s'explique par le produit de 927 millions de dollars reçu en 2024 à la vente de LIL et par une hausse des dépenses en immobilisations, en partie contrebalancées par le produit de la cession d'actifs.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 3 594 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, contre 3 206 millions de dollars pour 2024. Les dépenses en immobilisations par secteur se détaillent comme suit :

- 2 221 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (1 998 millions de dollars en 2024);
- 648 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (494 millions de dollars en 2024);
- 624 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (626 millions de dollars en 2024);
- 95 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (81 millions de dollars en 2024);
- 6 millions de dollars pour le secteur Autres (7 millions de dollars en 2024).

Flux de trésorerie provenant des activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement se sont établis à 1 841 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, ce qui représente une augmentation de 2 659 millions de dollars comparativement aux flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement de 818 millions de dollars inscrits pour 2024. Cette augmentation est attribuable à l'augmentation des emprunts nets sur les facilités de crédit engagées à NSPI et à TEC, à la hausse du produit de la dette du siège social, au produit de l'émission de titres de créance à court terme à NSPI et à NMGC, aux remboursements sur la dette à long terme à TEC et à NMGC en 2024, ainsi qu'à la hausse du produit de la dette à long terme à TEC. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse du produit de la dette à long terme à PGS, par la diminution des émissions d'actions ordinaires et par les remboursements sur la dette à long terme à NSPI.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2025, la trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Emera se chiffraient à 349 millions de dollars (196 millions de dollars en 2024) et l'investissement d'Emera dans son fonds de roulement hors trésorerie s'établissait à 926 millions de dollars (224 millions de dollars en 2024). Sur le montant de la trésorerie et des équivalents de trésorerie détenu au 31 décembre 2025, une tranche de 279 millions de dollars était détenue par les filiales étrangères d'Emera (185 millions de dollars en 2024). 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 2025, 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	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme ^{1), 2)}	1 297 \$	321 \$	763 \$	1 824 \$	554 \$	15 702 \$	20 461 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ^{3), 4)}	971	933	925	851	800	14 718	19 198
Achat d'électricité ⁵⁾	413	422	411	459	451	5 941	8 097
Transport ^{6), 7)}	780	588	478	413	370	2 954	5 583
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage ⁸⁾	674	239	159	156	38	59	1 325
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁹⁾	27	28	27	27	24	242	375
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	1	2	1	1	449	461
Projets d'investissement	288	68	32	6	1	–	395
Autres	144	69	53	49	42	294	651
	4 601 \$	2 669 \$	2 850 \$	3 786 \$	2 281 \$	40 359 \$	56 546 \$

Comme il est expliqué ci-dessous, les obligations contractuelles au 31 décembre 2025 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 663 millions de dollars lié à NMGC (96 millions de dollars en 2026 et 567 millions de dollars par la suite).
- 2) Les billets hybrides de la société, d'un montant de 1,2 milliard de dollars américains, de 750 millions de dollars américains et de 500 millions de dollars américains, arrivent à échéance en 2076, en 2056 et en 2054, respectivement. Ces échéances ont servi au calcul des obligations liées au paiement du principal et des intérêts de la dette à long terme de la société au 31 décembre 2025. La société a la possibilité de rembourser ces billets par anticipation, en exerçant les droits de remboursement prévus dans l'acte de fiducie applicable. Les billets hybrides d'Emera d'un montant de 1,2 milliard de dollars américains sont remboursables au gré d'Emera en juin 2026.
- 3) 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 2025, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de swaps connexes.
- 4) Comprend un montant de 311 millions de dollars lié à NMGC (25 millions de dollars en 2026, 22 millions de dollars en 2027, 22 millions de dollars en 2028, 22 millions de dollars en 2029, 22 millions de dollars en 2030 et 198 millions de dollars par la suite).
- 5) Exigence annuelle d'acheter de l'électricité provenant de PEI ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.
- 6) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs. Comprend un engagement de 121 millions de dollars relativement à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast jusqu'en 2040.
- 7) Comprend un montant de 61 millions de dollars lié à NMGC (23 millions de dollars en 2026, 15 millions de dollars en 2027, 12 millions de dollars en 2028, 3 millions de dollars en 2029, 3 millions de dollars en 2030 et 5 millions de dollars par la suite).
- 8) Comprend un montant de 101 millions de dollars lié à NMGC (86 millions de dollars en 2026, 12 millions de dollars en 2027 et 3 millions de dollars en 2028).
- 9) 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 cumulés 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. Le 23 décembre 2025, NSPML a reçu une ordonnance provisoire du NSEB pour percevoir auprès de NSPI un montant pouvant aller jusqu'à 199 millions de dollars en 2026 pour le recouvrement des coûts associés au lien maritime, assujettis à une retenue mensuelle pouvant atteindre 4 millions de dollars. 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 du NSEB.

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 2026, 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	1 068 \$	183 \$	– \$	56 \$	– \$	1 307 \$
Nouvelle production d'énergie renouvelable	–	–	–	7	–	7
Transport d'électricité ¹⁾	321	287	–	32	–	640
Distribution d'électricité	767	195	–	35	–	997
Transport et distribution de gaz naturel	–	–	665	–	–	665
Installations, matériel, véhicules et autres	274	95	5	20	10	404
	2 430 \$	760 \$	670 \$	150 \$	10 \$	4 020 \$

1) Le montant inscrit sous « Transport d'électricité » pour le secteur Services publics d'électricité canadiens comprend un montant de 40 millions de dollars lié à NSPML, qui est comptabilisé au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés d'Emera.

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 \$	523 \$	777 \$
NSPI - Facilité de crédit renouvelable engagée	Juin 2029	800	578	222
NSPI - Facilité non renouvelable	Mai 2026	500	500	–
Emera - Facilité non renouvelable	Février 2027	200	200	–
<i>En dollars américains :</i>				
TEC - Facilité de crédit renouvelable engagée	Novembre 2030	1 200	774	426
TECO Finance - Facilité de crédit renouvelable engagée	Novembre 2030	400	5	395
PGS - Facilité renouvelable	Novembre 2030	250	145	105
NMGC - Facilité de crédit renouvelable ¹⁾	Décembre 2027	125	16	109
NMGC - Facilité non renouvelable ¹⁾	Octobre 2026	70	70	–
Autre - Facilités de crédit renouvelables engagées	Diverses	21	–	21

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. Par conséquent, les actifs et les passifs ont été classés comme étant détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Pour de plus amples renseignements sur cette transaction imminente, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

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 2025. La principale clause restrictive touchant Emera est présentée ci-dessous :

	Clause restrictive de nature financière	Exigence	Au 31 décembre 2025
Emera			
Facilités de crédit consortial	Ratio de la dette sur le capital	Ratio maximal de 0,70 sur 1	0,53 : 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 20 novembre 2025, TEC a modifié et mise à jour sa facilité de crédit renouvelable engagée de 800 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 1^{er} décembre 2028 au 20 novembre 2030 et d'en porter le montant à 1,2 milliard de dollars américains. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 6 mars 2025, TEC a émis des billets non garantis de premier rang totalisant 600 millions de dollars américains, qui portent intérêt à un taux de 5,15 pour cent et qui arrivent à échéance le 1^{er} mars 2035. Le produit de l'émission a été affecté au remboursement d'une partie de l'encours du papier commercial de TEC.

Services publics d'électricité canadiens

Le 21 mai 2025, NSPI a conclu une facilité non renouvelable de 500 millions de dollars, qui arrive à échéance le 21 mai 2026. La convention de crédit prévoit les engagements et garanties, les cas de défaut et les clauses financières et autres clauses d'usage. Les taux d'intérêt de la facilité non renouvelable sont fondés sur le taux CORRA à terme ou le taux préférentiel, majoré d'une marge. Le produit de cette facilité a été affecté au paiement des frais généraux de la société.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 20 novembre 2025, PGS a modifié et mis à jour sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 250 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 1^{er} décembre 2028 au 20 novembre 2030. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 23 octobre 2025, NMGC a conclu une convention de crédit à terme de 70 millions de dollars américains d'une durée de 364 jours, qui arrive à échéance le 22 octobre 2026. La convention de crédit prévoit les déclarations et garanties, les cas de défaut, ainsi que les clauses financières et autres clauses d'usage. Les taux d'intérêt de la facilité non renouvelable sont fondés sur le SOFR, majoré d'une marge. Le produit de cette facilité a été affecté aux besoins généraux de la société.

Le 19 septembre 2025, NMGC a modifié sa facilité de crédit renouvelable non garantie de 125 millions de dollars américains afin de reporter sa date d'échéance du 17 décembre 2026 au 17 décembre 2027. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Autres

Le 20 février 2026, Emera a modifié sa facilité non renouvelable non garantie de 200 millions de dollars afin de reporter sa date d'échéance du 20 février 2026 au 19 février 2027. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités de la convention précédente.

Le 20 novembre 2025, TECO Finance a modifié et mis à jour sa facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de 400 millions de dollars américains, afin de reporter sa date d'échéance du 1^{er} décembre 2028 au 20 novembre 2030. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 25 septembre 2025, EUSHI Finance, Emera US Holdings Inc. (« EUSHI ») et Emera ont déposé une déclaration d'inscription sur les formulaires F-10 et F-3 (la « déclaration d'inscription ») auprès de la Nova Scotia Securities Commission (la « NSSC ») et de la SEC, en vertu du système multijuridictionnel d'information entre le Canada et les États-Unis. La déclaration d'inscription a été déposée en lien avec le placement éventuel et l'émission par EUSHI Finance d'une ou de plusieurs séries de titres de créance non garantis de premier rang et/ou subordonnés (les « titres de créance »), pour un montant nominal total pouvant atteindre 3 milliards de dollars américains, au cours de la période de 25 mois pendant laquelle le prospectus de base préalable simplifié inclus dans la déclaration d'inscription (le « prospectus de base »), y compris ses modifications ultérieures, demeure valide. Les titres de créance pourront être offerts dans le cadre d'une ou de plusieurs opérations, à des prix, avec des échéances et selon des modalités qui seront précisées dans un ou plusieurs suppléments de prospectus devant être déposés auprès de la NSSC et de la SEC au moment de chaque placement.

Le 3 octobre 2025, EUSHI Finance a procédé à l'émission de billets subordonnés de rang inférieur à taux fixe révisable, d'un montant de 750 millions de dollars américains, conformément au supplément de prospectus daté du 29 septembre 2025 au prospectus de base préalable simplifié. Les billets portent initialement intérêt au taux de 6,25 pour cent, lequel sera révisé le 1^{er} avril 2031, puis tous les cinq ans par la suite, à un taux annuel égal au taux des obligations du Trésor américain à cinq ans, majoré de 2,509 pour cent, sous réserve d'un plancher de taux d'intérêt de 6,25 pour cent. L'échéance des billets est fixée au 1^{er} avril 2056. EUSHI Finance peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des billets, 90 jours avant la première date de révision du taux d'intérêt et à toute date de paiement semestriel d'intérêts par la suite, à un prix de rachat égal au montant en capital des billets faisant l'objet du rachat, majoré des intérêts courus et impayés sur ceux-ci, conformément aux modalités prévues dans le supplément de prospectus, ou, dans les autres cas, selon les moments et prix de rachat qui y sont précisés. Les billets sont entièrement et inconditionnellement garantis, conjointement, solidairement et à titre subordonné, par Emera et EUSHI. Le produit de cette émission a été affecté au paiement des frais généraux de la société, notamment au remboursement de dettes existantes.

Le 20 février 2025, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 200 millions de dollars afin de reporter sa date d'échéance du 20 février 2025 au 20 février 2026. Aucune autre modification notable n'a été apportée aux modalités de la convention précédente.

Cotes de crédit

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

	Fitch	S&P	Moody's	DBRS
Emera ¹⁾	BBB (stable)	BBB- (stable)	Baa3 (négative)	s.o.
TEC ¹⁾	A (stable)	BBB+ (stable)	A3 (négative)	s.o.
PGS ¹⁾	A (stable)	s.o.	s.o.	s.o.
NMGC	BBB+ (stable)	s.o.	s.o.	s.o.
NSPI	s.o.	BBB- (stable)	s.o.	BBB (élevée) (stable)

1) Le 27 mai 2025, Fitch Ratings (« Fitch ») a révisé les perspectives d'Emera, de TEC et de PGS, les faisant passer de négatives à stables, sans modifier les notations existantes.

Titres de créance garantis

Au 31 décembre 2025, la société avait 3,70 milliards de dollars américains (2,95 milliards de dollars américains en 2024) 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 et en 2056, sur une base conjointe, solidaire et subordonnée, par Emera et 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

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

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024
Perte d'exploitation	(145) \$	(279) \$
Profits nets ¹⁾	168 \$	442 \$

1) Comprend un montant net de produits d'intérêts et de dividendes de 1143 millions de dollars (1 352 millions de dollars en 2024) reçu de filiales non garantes.

Bilan consolidé condensé

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

Aux en millions de dollars	31 décembre	
	2025	2024
Actif à court terme ¹⁾	373 \$	391 \$
Goodwill	5 580	5 858
Autres actifs ²⁾	5 259	6 474
Total de l'actif ³⁾	11 212 \$	12 723 \$
Passif à court terme ⁴⁾	1 587 \$	611 \$
Passif à long terme ⁵⁾	11 293	13 129
Total du passif	12 880 \$	13 740 \$

1) Comprend un montant de 275 millions de dollars (217 millions de dollars en 2024) à recevoir de filiales non garanties.

2) Comprend un montant de 4 714 millions de dollars (5 937 millions de dollars en 2024) 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 44 817 millions de dollars (42 951 millions de dollars en 2024).

4) Comprend un montant de 206 millions de dollars (184 millions de dollars en 2024) à payer à des filiales non garanties.

5) Comprend un montant de 4 609 millions de dollars (5 980 millions de dollars en 2024) 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 2024	295,94	9 042 \$
Conversion de débetures convertibles	0,02	1
Émission d'actions ordinaires aux termes du programme ACM ¹⁾	0,19	9
Émises aux termes du RRD, déduction faite des escomptes	4,83	293
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	0,78	42
Solde au 31 décembre 2025	301,76	9 387 \$

1) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un nombre total de 187 600 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 53,58 \$ l'action, pour un produit brut de 10 millions de dollars (9 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 31 décembre 2025, une limite de ventes brutes globale de 600 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au 18 février 2026, 303,0 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Si toutes les options d'achat d'actions en cours avaient été converties au 18 février 2026, 4,1 millions d'actions ordinaires supplémentaires seraient émises et en circulation.

Programme ACM

Le 5 décembre 2025, Emera a renouvelé son programme ACM en déposant un supplément de prospectus à son prospectus préalable de base simplifié canadien auprès des autorités en valeurs mobilières de chacune des provinces du Canada. Parallèlement, Emera a déposé un supplément de prospectus américain se rattachant au prospectus de base américain inclus dans sa déclaration d'inscription sur formulaire F-10 déposée auprès de la SEC. Le programme ACM permet à la société d'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 600 millions de dollars. Le programme ACM devrait rester en vigueur jusqu'au 5 janvier 2029.

Actions privilégiées

Au 18 février 2026, Emera disposait des actions privilégiées émises et en circulation suivantes : série A - 6,0 millions; 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 9 juillet 2025, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les actions privilégiées à taux rajusté tous les cinq ans et à dividende cumulatif de série A (les « actions de série A ») actuellement en circulation ni les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les « actions de série B ») le 15 août 2025 (la « date de conversion »).

Le 16 juillet 2025, Emera a annoncé un taux de dividende de 4,951 pour cent par année sur les actions de série A pour la période de cinq ans débutant le 15 août 2025 et se terminant le 14 août 2030 inclusivement (0,3094 \$ par action de série A par trimestre).

Durant la période de conversion allant du 16 juillet 2025 au 31 juillet 2025, les porteurs d'actions de série A pouvaient, à leur gré, faire le choix de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série A en actions de série B, à raison de une contre une, et les porteurs d'actions de série B pouvaient, à leur gré, faire le choix de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série B en actions de série A, à raison de une contre une. Le 7 août 2025, Emera a annoncé, après avoir pris en compte toutes les actions déposées aux fins de conversion par les porteurs de ses actions de série A et de ses actions de série B, selon le cas (collectivement, les « porteurs »), à la fin de la période de conversion, que la société avait déterminé qu'il y aurait moins de 1 million d'actions de série B en circulation à la date de conversion. Par conséquent, conformément à certains droits et privilèges, ainsi qu'à certaines restrictions et conditions rattachés aux actions de série A et aux actions de série B, la société a informé les porteurs qu'aucune action de série A ne serait convertie en action de série B et que toutes les actions de série B restantes seraient automatiquement converties en actions de série A, à raison de une contre une, à la date de conversion. À la date de conversion, il y avait 6 millions d'actions de série A et aucune action de série B en circulation.

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

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 34 millions de dollars en 2026 (38 millions de dollars en 2025). 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 cotisations déterminées sont de 53 millions de dollars en 2026 (51 millions de dollars en 2025).

Résumé des régimes de retraite à prestations déterminées

en millions de dollars

Régimes par région	TECO Holdings	NSPI	Caraïbes	Total
Actifs au 31 décembre 2025	1 025 \$	1 637 \$	13 \$	2 675 \$
Obligation comptable au 31 décembre 2025	926 \$	1 349 \$	19 \$	2 294 \$
Charge (produit) comptable au cours de l'exercice 2025	10 \$	(13) \$	(4) \$	(7) \$

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 2025 (200 millions de dollars en 2024). 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 2025 :

Emera a émis, pour le compte de Brunswick Pipeline, une lettre de crédit d'un montant de 22 millions de dollars visant à garantir les obligations aux termes d'un accord de prêt non renouvelable. Cette lettre de crédit, qui a une durée d'un an, arrive à échéance le 31 mars 2026 et sera renouvelée chaque année, au besoin.

TECO Holdings Inc. (« TECO Holdings ») a émis 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^{er} 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 a émis 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 94 millions de dollars américains (104 millions de dollars américains en 2024) au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated, qui ont des durées variables.

Brunswick Pipeline, conjointement et solidairement avec Emera, est partie à une convention d'indemnisation visant à soutenir un cautionnement de 40 millions de dollars émis en faveur de Brunswick Pipeline auprès de la RCE. Ce cautionnement a pour objet de satisfaire à l'obligation réglementaire de Brunswick Pipeline de constituer des fonds en vue de l'abandon futur du pipeline.

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 271 millions de dollars américains (105 millions de dollars américains au 31 décembre 2024) 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, pour le compte 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 2026. Au 31 décembre 2025, le montant engagé s'élevait à 70 millions de dollars (58 millions de dollars au 31 décembre 2024).

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 25 septembre 2025, 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 2,9300 \$ par action ordinaire. Le premier versement des dividendes trimestriel au taux augmenté a été effectué le 15 novembre 2025.

Le dividende sur les actions ordinaires d'Emera s'est élevé à 2,9075 \$ par action ordinaire en 2025 (0,7250 \$ aux premier, deuxième et troisième trimestres et 0,7325 \$ au quatrième trimestre) et à 2,8775 \$ par action ordinaire en 2024 (0,7175 \$ aux premier, deuxième et troisième trimestres et 0,7250 \$ au quatrième trimestre), ce qui représente un ratio de distribution du bénéfice net de 86 pour cent pour 2025 (168 pour cent en 2024) et un ratio de distribution du bénéfice net ajusté de 83 pour cent pour 2025 (98 pour cent en 2024).

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 » dans les états des résultats consolidés, et totalisent 185 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 324 millions de dollars en 2024). 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 au poste « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » dans les états des résultats consolidés. Se reporter à la rubrique « Obligations contractuelles » pour plus de précisions.
- Les achats liés à la capacité de transport du gaz naturel de M&NP, comptabilisés au poste « Produits d'exploitation non réglementés » dans les états des résultats consolidés, se sont établis à 16 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (11 millions de dollars en 2024).
- Le 5 mars 2025, NSPI a vendu à WTI des actifs de mise en valeur associés au projet de ligne de transport Wasoqonatl pour un montant de 15 millions de dollars. Les actifs de mise en valeur ont été vendus au coût, et aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé aux états des résultats consolidés.

Au 31 décembre 2025, le montant à payer par Emera et ses sociétés liées à des parties liées s'élevait à 32 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2024) et était comptabilisé au poste « Autres passifs à court terme » dans les bilans consolidés.

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 sécurité pour appuyer le conseil dans l'exercice de ses responsabilités de surveillance des risques, de la sécurité 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, leur réputation 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 services publics 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 à tarifs réglementés 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 les entreprises de services publics à tarifs réglementés d'Emera ne sont pas en mesure de recouvrer en temps opportun un montant important de coûts ou d'obtenir un rendement du capital investi, si elles se voient refuser le recouvrement de certains coûts, si elles font l'objet de sanctions réglementaires, si elles ne sont pas autorisées à effectuer certaines dépenses en immobilisations ou si elles ne sont pas autorisées 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. Les lois et politiques émergentes visant l'aménagement de centres de données pourraient avoir une incidence sur la croissance de la demande et sur la nécessité d'infrastructures supplémentaires de services publics.

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 climat, 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 imposé des délais pour la fermeture des installations de production de charbon, fixé des cibles de production d'énergie renouvelable et instauré une tarification du carbone et des limites d'émissions. Au fil du temps, cela pourrait entraîner l'assujettissement d'une partie 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 sont omniprésents dans les produits et l'environnement, ils pourraient 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 dans les années à venir. 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 à tarifs réglementés 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, ainsi que des coûts d'assurance accrus, ce qui pourrait avoir une incidence sur les flux de trésorerie et nécessiter 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, l'absence de précipitations et l'accumulation de végétation morte au sol 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 :

Les changements climatiques peuvent 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 relatives à l'environnement, aux énergies renouvelables et à la décarbonation évoluent dans les différents territoires où elle exerce ses activités, la société est exposée à une incertitude et à des risques accrus découlant des changements politiques, juridiques, réglementaires, 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, qui varient considérablement selon les territoires où elle exerce ses activités (se reporter à la rubrique « Lois en matière d'environnement »). La capacité de la société à gérer les risques liés à la transition à long terme est influencée par cette incertitude accrue entourant les politiques gouvernementales, ainsi que par la nécessité de concilier les attentes des parties prenantes en matière de fiabilité et d'abordabilité de l'énergie.

La société devra gérer les répercussions de ces changements continus sur la demande et les tarifs des clients, tout en maintenant et en intégrant des sources d'énergie renouvelable intermittente et de nouvelles technologies, 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 la hausse de la charge, 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 satisfaire aux exigences environnementales imposées par les gouvernements nécessiteront d'importants investissements en immobilisations et dépendront de nombreux facteurs échappant au contrôle direct de la société, notamment les mesures prises par les gouvernements, les organismes de réglementation, les exploitants indépendants de réseaux, les producteurs d'électricité indépendants, les services publics interconnectés, les communautés autochtones et d'autres parties prenantes, ainsi que le développement et la commercialisation de technologies nouvelles et émergentes et le recours à des mécanismes de compensation. Ces facteurs externes ainsi que les changements législatifs, politiques ou réglementaires pourraient faire en sorte que le rythme de la transition énergétique (y compris la réduction des émissions et l'ajout de nouvelles sources d'énergie renouvelable) diffère de manière significative des attentes de certaines parties prenantes. 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 limité leur exposition à la production d'électricité au charbon et évaluent les effets à moyen et long terme des changements climatiques, ce qui signifie que la capacité d'assurance pourrait être moins grande, la couverture, plus restrictive et les primes, plus élevées dans les périodes à venir. 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 aux changements climatiques 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 de plus en plus sur des systèmes de TI, sur des réseaux et sur l'infonuagique ainsi que sur des fournisseurs de services tiers 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 (« IA ») 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 et administratifs, 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. Emera dispose d'une assurance en matière de cybersécurité; toutefois, les montants assurés sont soumis à des plafonds globaux qui, selon l'ampleur des répercussions pour la société, pourraient être atteints à la suite d'une seule cyberattaque sophistiquée ou si plusieurs événements surviennent au cours d'une même période de couverture par l'assurance. Rien ne garantit que la société pourra renouveler cette assurance à des conditions acceptables au cours des périodes à venir. 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 appliquant un cadre structuré d'amélioration continue de son programme de cybersécurité, au moyen d'évaluations périodiques de la sécurité, en testant et en renforçant ses capacités de préparation et d'intervention en cas d'incident de cybersécurité, en ayant recours à des experts tiers en 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 chaque trimestre au comité de gestion des risques et de sécurité. Le conseil surveille également le risque lié à la cybersécurité, qui est inclus dans un tableau de bord des risques à chacune de ses réunions régulières. Le recrutement et le maintien en poste de personnel qualifié en cybersécurité constituent un enjeu mondial, et des difficultés à obtenir de telles ressources pourraient nuire à la capacité de la société à gérer ces risques.

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 services publics 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, et le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable importante 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 défavorable 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 aux changements climatiques, 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 entreprises de services publics à tarifs réglementés 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, 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 restrictions commerciales, 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.

Perturbations de la chaîne d'approvisionnement en combustible :

Les entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel d'Emera sont 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 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, ainsi que par les répercussions de graves conditions météorologiques ou de catastrophes naturelles sur celles-ci. Une importante perturbation imprévue de l'approvisionnement en combustible pourrait 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, nuire aux activités des services publics et entraîner des atteintes à leur réputation. Ces perturbations 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 à la technologie

Emera prend appui sur divers systèmes de technologie 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 activités, 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. Cette dépendance technologique peut accroître la vulnérabilité aux cyberattaques et aux atteintes à la protection des données, ainsi que la dépendance opérationnelle à l'égard des systèmes technologiques et de tiers. L'évolution rapide de l'IA pourrait perturber les modèles d'affaires et les marchés existants et entraîner une incidence défavorable importante. Si la société ne parvient pas à intégrer l'IA avec succès, en temps opportun et de manière rentable, elle pourrait ne pas réaliser pleinement les gains d'efficacité, les économies de coûts ou les améliorations de service attendus. Si les systèmes ou outils d'IA ne fonctionnent pas comme prévu, cela pourrait avoir des conséquences défavorables touchant notamment les activités d'exploitation, la sécurité, la réputation, la situation financière, la conformité juridique, la protection des renseignements personnels ou la sécurité des données. La stratégie de transformation numérique d'Emera, qui comprend des investissements dans la modernisation des infrastructures, les technologies émergentes telles que l'IA générative et les 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 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, causer des dommages aux infrastructures de la société ou à des biens appartenant à des tiers, 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.

Risque non assuré

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 utilise des instruments financiers afin de gérer son exposition aux risques d'exploitation courants et aux risques de marché liés aux prix des produits de base, aux taux d'intérêt, aux répercussions des fluctuations des taux de change sur les bénéfices et les flux de trésorerie prévus en dollars américains, ainsi qu'aux règlements en trésorerie futurs prévus au titre des obligations de rémunération différée. De plus, la société a conclu des contrats portant sur l'achat et la vente physique de produits de base. 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. Tout gain ou toute perte découlant du règlement de ces dérivés liés au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ou au coût du gaz naturel devrait être 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

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
<i>Report réglementaire :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	24 \$	45 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(34)	(40)
Actifs réglementaires ¹⁾	36	53
Passifs réglementaires ²⁾	(25)	(44)
Actif net	1 \$	14 \$
<i>Dérivés DFT :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	158 \$	122 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(614)	(542)
Passif net	(456) \$	(420) \$
<i>Autres dérivés :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	16 \$	– \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(1)	(36)
Actif (passif) net	15 \$	(36) \$

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

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024
<i>Report réglementaire :</i>		
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	(14) \$	(44) \$
<i>Dérivés DFT :</i>		
Produits d'exploitation non réglementés	467 \$	207 \$
<i>Autres dérivés :</i>		
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	41 \$	14 \$
Autres produits nets	23	(56)
Gains nets (pertes nettes)	64 \$	(42) \$
Total des gains nets	517 \$	121 \$

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 2025, le gain latent inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat global s'élevait à 10 millions de dollars, après impôts (12 millions de dollars, après impôts, au 31 décembre 2024). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, des gains latents de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2024) 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 2025 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.

Modification des CIIF

En avril 2025, la société a été victime d'un incident lié à la cybersécurité qui a touché certains systèmes et processus financiers de ses sociétés affiliées canadiennes. En conséquence, la société a eu recours à des processus de continuité des activités et a mis en œuvre des CIIF supplémentaires pendant cette période. Le recours à ces processus de continuité des activités a entraîné une modification importante des CIIF de la société au sein de ses sociétés affiliées canadiennes au cours du trimestre clos le 30 juin 2025. Depuis, la société a rétabli certains systèmes financiers et a cessé d'avoir recours aux processus de continuité des activités correspondants, ce qui a entraîné une modification importante de ses CIIF au sein de ses sociétés affiliées canadiennes au cours du deuxième semestre de 2025. Pour plus de précisions sur l'incident lié à la cybersécurité, se reporter à la rubrique « Autres faits récents ».

Aucune autre modification apportée aux CIIF de la société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 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 bénéficiaires, 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 2025, la société avait comptabilisé un montant de 3 198 millions de dollars (3 427 millions de dollars en 2024) d'actifs réglementaires et un montant de 1 669 millions de dollars (1 880 millions de dollars en 2024) 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 729 millions de dollars au 31 décembre 2025 (733 millions de dollars en 2024).

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 ou sur la durée de vie moyenne résiduelle prévue des participants inactifs, selon la composition des participants aux régimes. Pour les principaux régimes, celle-ci est actuellement de 16,4 ans (8,0 ans pour le coût des prestations pour 2025) pour les régimes au Canada et d'une durée moyenne pondérée de 11,5 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 présentés 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^{er} 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 :

	2025		2024	
	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	5,66 %	7,05 %	5,27 %	7,05 %
Régime de retraite complémentaire des dirigeants de TECO Holdings ¹⁾	5,41 %	s.o.	5,15 %	s.o.
Régime de rétablissement des avantages de TECO Holdings ¹⁾	5,55 %	s.o.	5,18 %	s.o.
Régime de santé et bien-être des retraités de TECO Holdings	5,69 %	s.o.	5,28 %	s.o.
Régime d'assistance médicale des retraités de NMGC	5,67 %	4,25 %	5,28 %	4,25 %
NSPI	4,63 %, 4,72 %	6,00 %	4,63 %, 4,62 %	6,00 %
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 51 millions de dollars en 2025 (56 millions de dollars en 2024). 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 2025 de 0,5 million de dollars et de 2,0 millions de dollars, respectivement (0,5 million de dollars et 3,0 millions de dollars, respectivement, en 2024).

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 interpériodes 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 2025, les produits non facturés totalisaient 400 millions de dollars (342 millions de dollars en 2024) pour des produits d'exploitation provenant des activités réglementées totalisant 8 571 millions de dollars pour l'année (7 447 millions de dollars en 2024).

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles représentent 61 pour cent du total de l'actif constaté dans le bilan consolidé 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 1 259 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (1 135 millions de dollars en 2024).

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 2025, le goodwill d'Emera représente l'excédent du prix d'achat pour les unités d'exploitation TEC et PGS 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 à ce moment-là, 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) au troisième trimestre de 2024. Le solde réduit du goodwill de NMGC de 289 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 2025, une évaluation qualitative a été réalisée pour PGS et TEC compte tenu de l'important excédent de la juste valeur sur les valeurs comptables calculé lors des derniers tests quantitatifs réalisés au quatrième trimestre de 2024 et au quatrième trimestre de 2023, respectivement. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excède leurs valeurs comptables, y compris le goodwill. Par conséquent, aucun test quantitatif n'était requis.

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable totale du goodwill de la société s'établissait à 5 580 millions de dollars (5 858 millions de dollars au 31 décembre 2024). La variation de la valeur comptable du goodwill entre 2024 et 2025 est attribuable à 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 2025, la société a comptabilisé des pertes de valeur de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts) liées au groupe destiné à la cession de NMGC détenu en vue de la vente, lesquelles ont été inscrites au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés. 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 nets » et une tranche de 11 millions de dollars a été incluse au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés.

Impôts sur les bénéfiques

Les impôts sur les bénéfiques 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'imposition 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 bénéfiques 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 bénéfiques 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 2025, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations inscrites au bilan se chiffraient à 228 millions de dollars (217 millions de dollars en 2024). La société estime que le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaire au règlement des obligations s'élève à environ 474 millions de dollars (453 millions de dollars en 2024), montant qui sera engagé entre 2026 et 2061. La majeure partie de ces coûts seront engagés entre 2035 et 2051.

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 2025 est la suivante :

Améliorations des informations relatives aux impôts sur les bénéfices

La société a adopté l'Accounting Standard Update (l'« ASU ») 2023-09, intitulée *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*, qui est entrée en vigueur le 31 décembre 2025. 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 adoptée 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. L'adoption de cette norme a entraîné la communication d'informations supplémentaires à la note 11 et à la note 31 afférentes aux états financiers consolidés d'Emera.

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.

Comptabilisation des subventions publiques reçues par des entités commerciales

En décembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-10, intitulée *Government Grants (Topic 832) - Accounting for Government Grants Received by Business Entities*. La mise à jour de la norme ajoute des directives à l'ASC 832 concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des subventions publiques. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2028 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices. L'adoption anticipée est autorisée. La mise à jour de la norme sera appliquée selon une approche prospective modifiée, une approche rétrospective modifiée ou une approche rétrospective complète, comme il est précisé dans l'ASU. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la mise à jour de la norme sur ses états financiers consolidés.

Améliorations ciblées à la comptabilisation des logiciels mis au point à l'interne

En septembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-06, intitulée *Intangibles - Goodwill and Other - Internal-Use Software (Subtopic 350-40): Targeted Improvements to the Accounting for Internal-Use Software*. La mise à jour de la norme actualise la comptabilisation des logiciels mis au point à l'interne en supprimant les références aux étapes du projet et en précisant le seuil à partir duquel les coûts peuvent être inscrits à l'actif. Elle précise également que les obligations d'information prévues par l'ASC 360, intitulée *Property, Plant and Equipment*, s'appliquent aux coûts de logiciels inscrits à l'actif et comptabilisés selon l'ASC 350-40. Ces directives s'appliqueront aux exercices ouverts après le 15 décembre 2027 et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices. L'adoption anticipée est autorisée. La mise à jour de la norme sera appliquée selon une approche prospective, une approche rétrospective ou une approche transitoire modifiée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de la mise à jour de la norme sur ses 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.

Récapitulatif des résultats trimestriels

Pour les trimestres clos les en millions de dollars (sauf les montants par action)	T4 2025	T3 2025	T2 2025	T1 2025	T4 2024	T3 2024	T2 2024	T1 2024
Produits d'exploitation	2 006 \$	2 106 \$	1 988 \$	2 676 \$	1 763 \$	1 802 \$	1 617 \$	2 018 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	68 \$	228 \$	135 \$	583 \$	154 \$	4 \$	129 \$	207 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,23 \$	0,76 \$	0,45 \$	1,96 \$	0,52 \$	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,25 \$	0,76 \$	0,45 \$	1,96 \$	0,52 \$	0,01 \$	0,45 \$	0,73 \$

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 2025 et le T4 2024

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

Comparaison entre le T3 2025 et le T3 2024

Au troisième trimestre de 2025, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 224 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2024, ce qui est principalement attribuable aux charges liées à la vente imminente de NMGC comptabilisées au troisième trimestre de 2024 et à la hausse du bénéfice à TEC. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, par la diminution du bénéfice à NSPI et à NMGC et par la hausse des coûts du 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 T2 2025 et le T2 2024

Au deuxième trimestre de 2025, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 6 millions de dollars, en raison principalement de la diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, de l'augmentation du bénéfice à TEC, à EES et à NMGC, de l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social et de la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le gain à la vente de LIL comptabilisé au deuxième trimestre de 2024, par les charges liées à la vente imminente de NMGC comptabilisées au deuxième trimestre de 2025, par la diminution du bénéfice à NSPI, par la diminution de la quote-part du bénéfice provenant du projet LIL et par la hausse des intérêts débiteurs du siège social. Le résultat de base et dilué par action du deuxième trimestre de 2025 a été semblable à celui du deuxième trimestre de 2024.

Comparaison entre le T1 2025 et le T1 2024

Au premier trimestre de 2025, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 376 millions de dollars et le résultat ajusté de base et dilué a augmenté de 1,23 \$ par rapport au premier trimestre de 2024. Ces hausses sont principalement attribuables à la diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, à l'augmentation du bénéfice à TEC, à NSPI, à EES et à NMGC, à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et à la baisse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social. Ces variations ont été partiellement contrebalancées par la diminution de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la vente de LIL. 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 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 23 février 2026



« Scott Balfour »
Président et chef de la direction



« Jared Green »
Chef des finances

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 2025 et 2024, 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 2025 et 2024, 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 2025, 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 3,2 milliards de dollars et des passifs réglementaires de 1,7 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

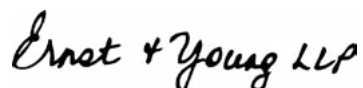
Description de
la question

Les actifs et passifs dérivés détenus à des fins de transaction, respectivement de 289 millions de dollars et 745 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 467 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.

The logo for Ernst & Young LLP is written in a black, cursive script font.

(signé) Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Comptables professionnels agréés

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

Halifax, Canada

Le 23 février 2026

États des résultats consolidés

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024
Produits d'exploitation		
Activités à tarifs réglementés - Électricité	6 858 \$	5 872 \$
Activités à tarifs réglementés - Gaz	1 713	1 575
Activités à tarifs non réglementés	205	(247)
Total des produits d'exploitation (note 6)	8 776	7 200
Charges d'exploitation		
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	2 161	1 992
Coût réglementé du gaz naturel	448	396
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	2 337	1 918
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	486	427
Amortissement	1 294	1 162
Pertes de valeur (note 4)	75	225
Total des charges d'exploitation	6 801	6 120
Bénéfice d'exploitation	1 975	1 080
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 8)	63	99
Autres produits nets (note 9)	165	203
Intérêts débiteurs nets (note 10)	1 032	973
Bénéfice avant charge d'impôts sur les bénéfices	1 171	409
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices (note 11)	81	(159)
Bénéfice net	1 090	568
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	75	73
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 014 \$	494 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 13)		
De base	299	289
Dilué	300	289
Résultat par action ordinaire (note 13)		
De base	3,39 \$	1,71 \$
Dilué	3,38 \$	1,71 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	2,9075 \$	2,8775 \$

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	
	2025	2024
Bénéfice net	1 090 \$	568 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Écart de conversion ¹⁾	(623)	1 027
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ²⁾	82	(139)
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	2
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ³⁾	153	68
Autres éléments du résultat étendu ⁴⁾	(388)	956
Résultat étendu	702	1 524
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	1
Résultat étendu d'Emera Inc.	701 \$	1 523 \$

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

- 1) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (charge d'impôts de 10 millions de dollars en 2024).
- 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 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (néant en 2024).
- 4) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (charge d'impôts de 10 millions de dollars en 2024).

Bilans consolidés

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	349 \$	196 \$
Liquidités soumises à restrictions	16	17
Stocks (note 15)	821	781
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	156	115
Actifs réglementaires (note 7)	409	595
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 19)	2 439	1 811
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	199	173
	4 389	3 688
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 10 845 \$ et de 10 442 \$ (note 21)	27 408	26 168
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 11)	421	392
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	42	51
Actifs réglementaires (note 7)	2 789	2 832
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente (note 20)	572	610
Placements sous influence notable (note 8)	634	654
Écart d'acquisition (note 23)	5 580	5 858
Autres actifs à long terme (note 33)	894	538
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	2 088	2 160
	13 020	13 095
Total de l'actif	44 817 \$	42 951 \$

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

Bilans consolidés (suite)

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 24)	1 807 \$	1 400 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 26)	1 201	234
Créditeurs	1 948	1 992
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	534	526
Passifs réglementaires (note 7)	211	262
Autres passifs à court terme (note 25)	535	489
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 4)	391	212
	6 627	5 115
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 26)	18 453	18 173
Impôts sur les bénéfices reportés (note 11)	2 516	2 331
Instruments dérivés (notes 16 et 17)	115	91
Passifs réglementaires (note 7)	1 458	1 618
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 22)	268	274
Autres passifs à long terme (notes 8 et 27)	960	910
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 4)	1 024	1 148
	24 794	24 545
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 12)	9 387	9 042
Actions privilégiées cumulatives (note 29)	1 422	1 422
Surplus d'apport	86	84
Cumul des autres éléments du résultat étendu (« CAÉÉRÉ ») (note 14)	873	1 261
Bénéfices non répartis	1 614	1 468
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	13 382	13 277
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales (note 30)	14	14
Total des capitaux propres	13 396	13 291
Total du passif et des capitaux propres	44 817 \$	42 951 \$

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	
	2025	2024
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 090 \$	568 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	1 298	1 165
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	5	(8)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(62)	(53)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	71	(191)
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(40)	(46)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de Nova Scotia Power (« NSPI »)	(158)	451
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	13	228
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	296	(226)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	(65)	175
Pertes de valeur	75	214
Gain à la vente de la participation dans Labrador Island Link Partnership (« LIL »), compte non tenu des coûts de transaction	(4)	(191)
Autres activités d'exploitation, montant net	40	108
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 31)	(757)	452
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 802	2 646
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(3 532)	(3 151)
Produit de la cession d'actifs	48	7
Produit de la cession d'un placement sous influence notable	–	927
Autres activités d'investissement	2	(1)
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(3 482)	(2 218)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(78)	56
Produit tiré de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	598	–
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	2 016	1 361
Remboursement de la dette à long terme	(201)	(1 086)
Produit net (remboursements nets) en vertu des facilités de crédit consenties	119	(825)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	47	284
Dividendes sur actions ordinaires	(576)	(538)
Dividendes sur actions privilégiées	(75)	(73)
Autres activités de financement	(9)	3
Flux de trésorerie de financement, montant net	1 841	(818)
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	(11)	23
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	150	(367)
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente au début de l'exercice	221	588
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	371 \$	221 \$
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 :		
Trésorerie	344 \$	191 \$
Placements à court terme	5	5
Liquidités soumises à restrictions	16	17
Trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	6	8
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	371 \$	221 \$

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	CAÉRE	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2024	9 042 \$	1 422 \$	84 \$	1 261 \$	1 468 \$	14 \$	13 291 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	1 089	1	1 090
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars	-	-	-	(388)	-	-	(388)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 29)	-	-	-	-	(75)	-	(75)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,9075 \$ par action)	-	-	-	-	(868)	-	(868)
Émissions dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché (« ACM »), déduction faite des frais d'émission après impôts	9	-	-	-	-	-	9
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	293	-	-	-	-	-	293
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	42	-	2	-	-	-	44
Divers	1	-	-	-	-	(1)	-
Solde au 31 décembre 2025	9 387 \$	1 422 \$	86 \$	873 \$	1 614 \$	14 \$	13 396 \$
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'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)
Solde au 31 décembre 2024	9 042 \$	1 422 \$	84 \$	1 261 \$	1 468 \$	14 \$	13 291 \$

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2025 et 2024

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 2025, 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 866 000 abonnés dans le centre-ouest de la Floride;
- des entreprises de services publics au Canada, dont :
 - NSPI, entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse pour environ 565 000 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,
 - une participation indirecte de 50 % avec droit de vote dans Wasoqonatl Transmission Incorporated (« WTl »), un projet de ligne de transport visant à créer une interconnexion de fiabilité entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. Se reporter à la note 8 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 523 000 abonnés en Floride,
 - New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés, qui sert environ 553 000 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 le premier semestre de 2026, 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 sur la transaction en cours,
 - 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 137 000 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 20 000 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;

Notes afférentes aux états financiers consolidés

- 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. (« EUSHI Finance ») et TECO Finance, Inc. (« TECO Finance »), filiales de financement d'Emera,
 - Emera US Holdings Inc. (« EUSHI »), 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 devises

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 CAÉRE 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.

Constataion 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 « Activités à tarifs réglementés - Électricité » et « 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 2025, l'écart d'acquisition d'Emera représente l'excédent du prix d'acquisition des unités d'exploitation TEC et PGS 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 à ce moment 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) au troisième trimestre de 2024. Le solde réduit de l'écart d'acquisition de NMGC de 289 millions de dollars est inclus dans le groupe destiné à être cédé NMGC classé comme détenu en vue de la vente. Se reporter à la note 23 pour en savoir davantage.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, des évaluations qualitatives ont été réalisées pour PGS et TEC en raison de l'excédent important de leur juste valeur par rapport à leur valeur comptable qui a été établie dans le cadre des derniers tests de dépréciation quantitatifs effectués respectivement aux quatrième trimestres de 2024 et 2023. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation dépasse leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Par conséquent, aucun test quantitatif n'a été requis.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement et crédits d'impôt pour production

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 et les crédits d'impôt pour production 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 recourent des impôts sur les bénéfices auprès des clients en fonction des impôts sur les bénéfices exigibles et reportés. NSPI, NSPML et le gazoduc Brunswick recourent 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 a recours à des instruments financiers comme méthode pour gérer son exposition aux risques d'exploitation et de marché normaux liés aux produits de base, aux taux d'intérêt, au taux de change sur les bénéfices et les flux de trésorerie prévus en dollars américains et aux règlements en espèces futurs prévus au titre des obligations de rémunération différée. En outre, la société conclut des contrats visant l'achat et la vente de produits de base prévoyant la livraison. 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 CAÉRÉ 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 prévalu 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. 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 ou au coût du gaz naturel devrait être remis aux clients ou recouverts 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 » dans les bilans consolidés, 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 dans les bilans consolidés.

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.

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. Pour les obligations locatives, la charge 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. Pour les contrats de location-financement, l'amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation est comptabilisé au poste « Amortissement » et les intérêts sur les obligations locatives sont comptabilisés au poste « Intérêts débiteurs nets » dans les états des résultats consolidés.

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.

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 2025, une perte de valeur de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts) a été comptabilisée relativement au groupe destiné à être cédé NMGC classé comme détenu en vue de la vente au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés. 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 « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés.

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 2025 ni en 2024.

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 2025 ni en 2024.

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 inaccessibles. 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 CAÉRÉ 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 2025, la société a reçu des subventions gouvernementales totalisant 80 millions de dollars (47 millions de dollars en 2024) 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 décarbonisation et de conformité environnementale de la société. Voir ci-après pour de plus amples renseignements sur les programmes de subventions importants utilisés en 2025 et 2024.

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 2025, NSPI a reçu des fonds de 45 millions de dollars (26 millions de dollars en 2024) au titre de la subvention, qui a été comptabilisée en réduction de la valeur comptable du projet dans les immobilisations corporelles.

Incident lié à la cybersécurité

Le 25 avril 2025, Emera et NSPI ont découvert un incident lié à la cybersécurité (l'« incident lié à la cybersécurité ») impliquant un accès non autorisé à certaines parties de son réseau et de ses serveurs informatiques canadiens qui soutiennent certaines portions de ses applications d'affaires. Les activités physiques canadiennes et les activités de services publics d'Emera aux États-Unis et dans les Caraïbes n'ont subi aucune interruption.

La société a mis en œuvre des processus de continuité des activités pour certaines fonctions d'affaires et de soutien touchées au sein de ses sociétés affiliées canadiennes. La restauration du service des systèmes informatiques touchés et la transition correspondante vers l'abandon des processus de continuité des activités continuent de progresser selon une approche planifiée, systématique et progressive. La société maintient une couverture de cyberassurance et collabore avec son assureur pour le processus de réclamation.

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 2025, est décrite ci-dessous :

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard des impôts sur les bénéfices

La société a adopté l'Accounting Standard Update (« ASU ») 2023-09, *Income Taxes (Topic 740), Improvements to Income Tax Disclosures*, à compter du 31 décembre 2025. 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. L'adoption de la norme a donné lieu à la présentation d'informations supplémentaires aux notes 11 et 31.

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.

Comptabilisation des subventions publiques reçues par les entités commerciales

En décembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-10, *Government Grants (Topic 832) - Accounting for Government Grants Received by Business Entities*. L'ASU ajoute des indications à l'ASC 832 sur la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des subventions publiques. La mise à jour sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2028 et aux périodes intermédiaires de ces exercices. L'adoption anticipée est permise. La mise à jour de la norme doit être appliquée selon une approche prospective modifiée, rétrospective modifiée ou rétrospective intégrale, comme il est décrit dans la mise à jour. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la mise à jour de la norme sur ses états financiers consolidés.

Améliorations ciblées apportées à la comptabilisation des logiciels à usage interne

En septembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-06, *Intangibles - Goodwill and Other - Internal-Use Software (Subtopic 350-40): Targeted Improvements to the Accounting for Internal-Use Software*. Cette mise à jour vient moderniser la comptabilisation des logiciels à usage interne en supprimant de la norme toute référence aux étapes d'un projet et en clarifiant les critères de capitalisation initiale des coûts. La mise à jour de la norme précise également que les obligations d'information en vertu de l'ASC 360, *Property, Plant and Equipment*, s'appliquent aux coûts des logiciels inscrits au bilan selon l'ASC 350-40. La mise à jour sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2027 et aux périodes intermédiaires de ces exercices. L'adoption anticipée est permise. La mise à jour de la norme doit être appliquée selon une approche prospective, une approche rétrospective ou une approche modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la mise à jour de la norme sur ses 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 mise à jour 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.

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. En raison de la vente en cours, les actifs et passifs de NMGC ont été classés comme détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2024 et leur valeur comptable a été ajustée pour correspondre à la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Du fait que le produit de la transaction sera inférieur à la valeur comptable des actifs et des passifs vendus au troisième trimestre de 2024, 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. 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.

À chaque date de clôture, la société évalue la juste valeur du groupe destiné à être cédé en comparant la juste valeur du produit de la transaction prévu, moins les coûts de la vente, à la valeur comptable des actifs nets, y compris l'écart d'acquisition (« valeur comptable »). Le 30 juin 2025, la société a réévalué le groupe destiné à être cédé NMGC au plus faible de sa valeur comptable et de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. En raison du report de la date de clôture de la transaction, une perte de valeur sans effet sur la trésorerie de 75 millions de dollars (71 millions de dollars après impôts) ou de 55 millions \$ US (52 millions \$ US après impôts) a été comptabilisée au poste « Pertes de valeur » dans les états des résultats consolidés au deuxième trimestre de 2025. Une perte additionnelle de 2 millions de dollars (1 million de dollars après impôts) au titre des coûts de transaction futurs estimatifs a été comptabilisée dans les « Autres produits nets » aux états des résultats consolidés du deuxième trimestre de 2025. Aucun ajustement supplémentaire n'a été comptabilisé en 2025.

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 97 millions de dollars (70 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 2025. Sur les 97 millions de dollars (70 millions \$ US) comptabilisés jusqu'à maintenant, une tranche de 71 millions de dollars (51 millions \$ US) a été comptabilisée en 2025.

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

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 \$	8 \$
Stocks	10	9
Instruments dérivés	–	1
Actifs réglementaires	41	28
Débiteurs et autres actifs à court terme	142	127
Actifs à court terme détenus en vue de la vente	199 \$	173 \$
Immobilisations corporelles	1 856	1 845
Actifs réglementaires	4	6
Écart d'acquisition	289	303
Autres actifs à long terme	28	23
Moins : Rajustement de la juste valeur diminuée des coûts de la vente ¹⁾	(89)	(17)
Actifs à long terme détenus en vue de la vente	2 088 \$	2 160 \$
Total des actifs détenus en vue de la vente	2 287 \$	2 333 \$
Dette à court terme	116 \$	46 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	96	–
Instruments dérivés	–	1
Passifs réglementaires	25	10
Créditeurs et autres passifs à court terme	154	155
Passifs à court terme liés aux actifs détenus en vue de la vente	391	212
Dette à long terme	567	696
Impôts sur les bénéfices reportés	185	167
Passifs réglementaires	261	274
Autres passifs à long terme	11	11
Passifs à long terme liés aux actifs détenus en vue de la vente	1 024 \$	1 148 \$
Total des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	1 415 \$	1 360 \$

1) Représente une perte de valeur de 75 millions de dollars liée à la réévaluation à la juste valeur du groupe destiné à être cédé NMGC (néant au 31 décembre 2024) et des coûts de transaction estimatifs de 14 millions de dollars liés à la vente en cours (17 millions de dollars au 31 décembre 2024).

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 totalisant 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 entiercée 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 2025, la juste valeur estimative du produit en trésorerie entiercée à recevoir s'élevait à 29 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, déduction faite des impôts et des 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 supplémentaires de 22 millions de dollars liées aux pertes reportées en avant utilisées pour réduire le gain en capital imposable à la vente.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹⁾	4 336 \$	1 944 \$	1 737 \$	577 \$	182 \$	– \$	8 776 \$
Produits intersectoriels ¹⁾	10	–	19	–	24	(53)	–
Total des produits d'exploitation	4 346	1 944	1 756	577	206	(53)	8 776
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	982	904	–	294	–	(19)	2 161
Coût réglementé du gaz naturel	–	–	448	–	–	–	448
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	1 135	457	491	145	140	(31)	2 337
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	318	49	114	4	1	–	486
Amortissement	705	298	207	78	6	–	1 294
Pertes de valeur	–	–	–	–	75	–	75
Quote-part du bénéfice (de la perte) des placements dans des sociétés satellites	–	41	18	5	(1)	–	63
Autres produits nets	84	32	9	7	30	3	165
Intérêts débiteurs nets ²⁾	305	172	149	21	385	–	1 032
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	140	(45)	98	3	(115)	–	81
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	–	–	–	1	–	–	1
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	75	–	75
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	845 \$	182 \$	276 \$	43 \$	(332) \$	– \$	1 014 \$
Dépenses en immobilisations	2 153 \$	630 \$	619 \$	94 \$	6 \$	– \$	3 502 \$
Au 31 décembre 2025							
Total de l'actif	24 636 \$	8 546 \$	8 476 \$	1 439 \$	2 469 \$	(749) \$	44 817 \$
Placements sous influence notable	– \$	471 \$	108 \$	55 \$	– \$	– \$	634 \$
Écart d'acquisition	4 796 \$	– \$	784 \$	– \$	– \$	– \$	5 580 \$

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 27 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

- 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.

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	
	2025	2024
États-Unis	6 185 \$	4 712 \$
Canada	2 014	1 922
Barbade	415	427
Bahamas	162	139
	8 776 \$	7 200 \$

Immobilisations corporelles :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
États-Unis ¹⁾	20 931 \$	20 084 \$
Canada	5 476	5 068
Barbade	640	645
Bahamas	361	371
	27 408 \$	26 168 \$

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

6. Produits

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

en millions de dollars	Électricité			Gaz	Divers		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	
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés							
Secteur résidentiel	2 489 \$	1 073 \$	201 \$	770 \$	– \$	– \$	4 533 \$
Secteur commercial	1 147	522	308	528	–	–	2 505
Secteur industriel	272	270	28	102	–	(19)	653
Autres entreprises de services publics d'électricité	457	43	7	–	–	–	507
Reports réglementaires	(41)	–	21	–	–	–	(20)
Divers ¹⁾	22	36	12	269	–	(10)	329
Produits financiers ^{2), 3)}	–	–	–	64	–	–	64
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	4 346 \$	1 944 \$	577 \$	1 733 \$	– \$	(29) \$	8 571 \$
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴⁾	–	–	–	–	158	–	158
Autres activités à tarifs non réglementés	–	–	–	23	32	(25)	30
Réévaluation à la valeur de marché ³⁾	–	–	–	–	16	1	17
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	– \$	– \$	– \$	23 \$	206 \$	(24) \$	205 \$
Total des produits d'exploitation	4 346 \$	1 944 \$	577 \$	1 756 \$	206 \$	(53) \$	8 776 \$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés							
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 ¹⁾	20	42	13	224	–	(9)	290
Produits financiers ^{2), 3)}	–	–	–	63	–	–	63
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	3 460 \$	1 855 \$	566 \$	1 589 \$	– \$	(23) \$	7 447 \$
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴⁾	–	–	–	–	77	–	77
Autres activités à tarifs non réglementés	–	–	–	20	32	(24)	28
Réévaluation à la valeur de marché ³⁾	–	–	–	–	(357)	5	(352)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	– \$	– \$	– \$	20 \$	(248) \$	(19) \$	(247) \$
Total des produits d'exploitation	3 460 \$	1 855 \$	566 \$	1 609 \$	(248) \$	(42) \$	7 200 \$

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 et d'ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 31 décembre 2025, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 344 millions de dollars (495 millions de dollars en 2024), y compris 11 millions de dollars liés à NMGC. Ce montant comprend des obligations de prestation qui restent à remplir de 121 millions de dollars liées à un contrat de transport de gaz entre SeaCoast et PGS venant à échéance d'ici 2040, et des obligations de prestation qui restent à remplir de 21 millions de dollars liées à des ententes de gestion d'actifs entre PGS et EES venant à échéance d'ici 2030. 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 2040.

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 2025 ¹⁾	31 décembre 2024 ¹⁾
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 385 \$	1 227 \$
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	727	737
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite - soins de santé	316	395
Clauses de recouvrement des coûts pour tempêtes	206	613
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés aux composantes de l'unité 1 de Polk mises hors service	178	205
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	102	–
Clauses de recouvrement des coûts	55	33
Reports liés aux instruments dérivés	36	42
Mesures environnementales correctives	27	29
Recouvrement des coûts irrécupérables	25	27
Divers ²⁾	141	119
	3 198 \$	3 427 \$
À court terme	409 \$	595 \$
À long terme	2 789	2 832
Total des actifs réglementaires	3 198 \$	3 427 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	751	828
Provision cumulée - coûts d'enlèvement	729	733
Clauses de recouvrement des coûts	75	121
Fonds d'autoassurance par BLPC (« FAS ») (note 33)	30	32
Reports liés aux instruments dérivés	25	44
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	–	56
Divers ²⁾	59	66
	1 669 \$	1 880 \$
À court terme	211 \$	262 \$
À long terme	1 458	1 618
Total des passifs réglementaires	1 669 \$	1 880 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 recouvré et reflété dans les factures des clients, sous un poste distinct, sur une période de 15 ans, à compter de janvier 2022.

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 et de PGS. 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, selon le cas, et amortis sur la durée de service restante des participants du régime.

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 le Conseil de l'énergie de la Nouvelle-Écosse (« CÉNÉ ») pour 2023, 2024 et 2025. Il donne à NSPI la capacité de déposer une demande de recouvrement de coûts auprès du CÉNÉ si les charges de remise en état liées aux tempêtes dépassent le montant approximatif de 10 millions de dollars pour un exercice donné. 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. L'actif lié à l'ouragan Matthew a été entièrement amorti à la fin de 2024.

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 est recouvré au moyen des tarifs de base sur une période de 11 ans, à compter du 1^{er} janvier 2025.

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 le CÉNÉ 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 recouvrees auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours de périodes futures.

Clauses de recouvrement des coûts

Ces actifs et passifs sont liés aux clauses et avenants de TEC et de PGS. 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, selon le cas, au cours d'une période ultérieure.

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 le CÉNÉ. 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.

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.

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 et NSPI. 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 2025 était de 9,50 % à 11,50 % (de 9,25 % à 11,25 % en 2024), selon une structure du capital autorisée composée à 54 % de capitaux propres. Un rendement des capitaux propres de 10,50 % (10,20 % en 2024) 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 de respectivement 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 à l'égard de la demande de révision des tarifs, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025. En février 2025, une requête en réexamen visant certains aspects de l'ordonnance finale a été déposée par une partie intervenante auprès de la FPSC. Le 6 mai 2025, la FPSC a rejeté la requête en réexamen, sauf en ce qui concerne les corrections d'erreurs non significatives, et l'ordonnance finale a été émise le 11 juin 2025. En mars 2025, deux parties intervenantes ont déposé chacune devant la Cour suprême de la Floride un avis d'appel concernant la décision relative à la demande de révision des tarifs de base présentée par TEC en 2024. Le 12 janvier 2026, les parties intervenantes ont déposé leurs mémoires dans le cadre de l'appel. À ce jour, la FPSC n'a pas répondu aux mémoires.

Le 4 septembre 2025, TEC a demandé à la FPSC d'augmenter les produits de base de 88 millions \$ US pour tenir compte de l'ajustement de 2026 conformément à sa décision sur les tarifs de 2024. Le 4 novembre 2025, la FPSC a approuvé l'ajustement, les nouveaux tarifs entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

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 recouvrees 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.

Provision pour tempêtes :

Le 4 février 2025, la FPSC a approuvé la demande de TEC visant le recouvrement de 466 millions \$ US au titre des coûts liés aux ouragans Idalia, Debby, Helene et Milton, ainsi que les intérêts connexes pour 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 assujetti à un mécanisme d'ajustement de la FPSC.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 assujettie à la réglementation par le CÉNEÉ. Cette loi confère au CÉNEÉ 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 du CÉNEÉ. 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. Plutôt que d'être assujettie 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 du CÉNEÉ.

Pour 2025 et 2024, 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 18 septembre 2025, NSPI a déposé une demande de hausse tarifaire générale auprès du CÉNEÉ qui reflète une entente de règlement conclue avec des représentants de ses clients. La demande de hausse tarifaire générale propose des hausses moyennes annuelles des tarifs de 1,8 % en 2026 et de 2,4 % en 2027. Les tarifs proposés entraîneraient une augmentation annuelle des produits (activités liées et non liées au combustible) de 62 millions de dollars en 2026 et de 108 millions de dollars en 2027. L'audience relative à cette question a eu lieu en janvier 2026.

Garantie de prêt fédérale :

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 garantie de prêt fédérale 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 29 novembre 2024, le CÉNEÉ 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.

Vente d'actifs liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible :

Le 17 avril 2024, le CÉNEÉ 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.

Avenant en matière de tempêtes :

Le 2 décembre 2024, le CÉNEÉ 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^{er} janvier 2025.

Ouragan Fiona :

NSPI a des actifs réglementaires approuvés par le CÉNEÉ pour 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 et de coûts non amortis de 10 millions de dollars liés aux actifs mis hors service en raison de l'ouragan Fiona en septembre 2022. À compter du 1^{er} juillet 2024, les actifs réglementaires sont amortis sur une période de 10 ans.

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 23 décembre 2025, NSPML a reçu une ordonnance provisoire du CÉNÉ pour réclamer de NSPI un montant d'au plus 199 millions de dollars pour le recouvrement de coûts liés au lien maritime en 2026, qui sont assujettis à une retenue mensuelle pouvant atteindre 4 millions de dollars.

Le 4 février 2026, NSPML a présenté auprès du CÉNÉ une demande visant la résiliation du mécanisme de retenue.

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 du CÉNÉ 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 2025 (néant en 2024).

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. 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 PGS, de la FPSC ou d'une autre partie intéressée.

Le rendement des capitaux propres approuvé de PGS pour 2025 et 2024 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 31 mars 2025, PGS a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la FPSC, lesquels s'appliqueraient à compter du 1^{er} janvier 2026.

Le 13 août 2025, PGS et les parties intervenantes ont déposé une entente auprès de la FPSC visant une augmentation de 67 millions \$ US des tarifs de base annuels de 2026, ce qui comprend un montant de 7 millions \$ US provenant de l'avenant de remplacement des conduites en fonte et en acier brut, et des ajustements additionnels de 25 millions \$ US en 2027 et jusqu'à 5 millions \$ US en 2028, sous réserve de l'approbation de la FPSC. Cette augmentation reflète une fourchette de rendement des capitaux propres ayant un point médian de 10,30 % et une structure du capital composée à 54,7 % de capitaux propres. Le 31 octobre 2025, la FPSC a émis une ordonnance finale approuvant l'entente.

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

NMGC

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 ou les produits requis 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 2025 et 2024 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^{er} 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^{er} 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 (la « Régie »). Le tarif de transport du gaz de la Régie 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 2025 et 2024 était de 10 %.

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^{er} 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 a été entendu en décembre 2025 et se poursuivra au début de 2026.

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 novembre 2025, le gouvernement de la Barbade et BLPC ont convenu de nouveaux permis de transport, de distribution, de vente et d'expédition ainsi que de production et de stockage d'énergie. Le permis de production et de stockage d'énergie sera valide jusqu'en 2047, à moins d'une prorogation. Le permis de distribution, de vente et d'expédition d'énergie sera valide pendant 30 ans. Ces nouveaux permis non exclusifs ont depuis été signés et entreront en vigueur à l'abrogation du permis existant. BLPC continue d'exercer ses activités en vertu de son pouvoir légal actuel tout en se préparant à la transition vers le nouveau cadre d'octroi de permis.

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.

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 est de 8,52 %.

Electricity Act, 2024 :

Le 1^{er} 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^{er} 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.

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 2025 et en 2024, les coûts du combustible transférés ont été ajustés mensuellement en fonction des coûts réels du combustible et des autres coûts connexes.

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 pour les exercices clos les 31 décembre		Pourcentage de participation
	2025	2024	2025	2024	
NSPML	462 \$	475 \$	41 \$	44 \$	100,0
M&NP ¹⁾	108	124	18	20	12,9
Lucelec ¹⁾	55	55	5	4	19,5
WTI ²⁾	9	–	–	–	50,0
Bear Swamp ³⁾	–	–	(1)	2	50,0
LIL ⁴⁾	–	–	–	29	–
	634 \$	654 \$	63 \$	99 \$	

- 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.
- Le 5 mars 2025, NSPI, la Banque de l'infrastructure du Canada (« BIC ») et Wskijinu'k Mtmo'taqnuow Agency (« WMA ») ont annoncé le projet de ligne de transport Wasoqonati visant à créer une interconnexion fiable entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. Le projet relève d'une nouvelle société de services publics réglementée, WTI, détenue en propriété exclusive par une nouvelle société en commandite entre NSPI, la BIC et WMA. NSPI fournit à WTI des services de construction, d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le droit de propriété de NSPI est fondé sur une participation indirecte avec droit de vote de 50 % dans WTI. Au 31 décembre 2025, la participation financière de NSPI selon les 9 millions de dollars investis était de 26 %.
- Le solde du placement dans Bear Swamp est créditeur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 84 millions de dollars (92 millions de dollars en 2024) est comptabilisé dans les autres passifs à long terme des bilans consolidés.
- Le 4 juin 2024, Emera a conclu la vente de sa participation dans LIL. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le placement dans Lucelec comprend un écart de 10 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 2025	31 décembre 2024
Bilans		
Actif à court terme	40 \$	37 \$
Immobilisations corporelles	1 380	1 425
Actifs réglementaires	782	778
Actif à long terme	27	27
Total de l'actif	2 229 \$	2 267 \$
Passif à court terme	87 \$	55 \$
Dettes à long terme ¹⁾	1 495	1 570
Passif à long terme	185	167
Capitaux propres	462	475
Total du passif et des capitaux propres	2 229 \$	2 267 \$

1) La dette du projet est garantie par le gouvernement du Canada.

9. Autres produits nets

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024
PFUPC	62 \$	53 \$
Intérêts créditeurs	37	23
Recouvrement des coûts des services à long terme du régime de retraite	25	35
Gains (pertes) de change	25	(58)
Gain à la vente de LIL, déduction faite des coûts de transaction ¹⁾	4	182
Coûts de transaction liés à la vente en cours de NMGC ¹⁾	(2)	(25)
Charges liées aux coûts de liquidation et à la dépréciation de certains actifs ²⁾	–	(29)
Divers	14	22
	165 \$	203 \$

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

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024
Intérêts sur la dette	1 048 \$	1 004 \$
Provision pour fonds empruntés utilisés pendant la construction	(30)	(23)
Divers	14	(8)
	1 032 \$	973 \$

11. Impôts sur les bénéfiques

La provision pour impôts sur les bénéfiques, pour les exercices clos les 31 décembre, diffère de celle qui est calculée d'après le taux d'imposition fédéral prévu par la loi pour les raisons suivantes :

en millions de dollars	2025		2024	
Bénéfice avant charge d'impôts sur les bénéfiques	1 171 \$		409 \$	
Impôts sur les bénéfiques au taux d'imposition prévu par la loi	176	15 %	61	15 %
<i>Éléments de rapprochement nationaux :</i>				
Crédits d'impôt à l'investissement	(36)	(3) %	–	– %
Impôts reportés sur les bénéfiques réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(18)	(2) %	(44)	(11) %
Provision pour moins-value	(14)	(1) %	(30)	(7) %
Montant net de l'impôt de la partie VI.1	14	1 %	14	3 %
Dépenses d'intérêts et de financement	–	– %	(30)	(7) %
Incidence additionnelle de la vente de la participation dans LIL	–	– %	11	3 %
Divers	(8)	(1) %	(3)	(1) %
Impôts provinciaux ¹⁾	(31)	(3) %	(130)	(32) %
<i>Éléments de rapprochement étrangers :</i>				
États-Unis				
Variation du taux d'impôt fédéral	58	5 %	32	8 %
Crédits d'impôt pour production	(51)	(4) %	(41)	(10) %
Impôt sur le revenu étatique, déduction faite de l'économie d'impôt fédéral	49	4 %	30	7 %
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfiques reportés	(45)	(4) %	(37)	(9) %
Crédits d'impôt à l'investissement	(39)	(3) %	(8)	(2) %
Amortissement des crédits d'impôt à l'investissement	21	2 %	(4)	(1) %
Pertes de valeur	13	1 %	35	9 %
Divers	(3)	– %	(8)	(2) %
Autres territoires étrangers	(5)	– %	(7)	(2) %
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfiques	81 \$	7 %	(159) \$	(39) %

1) La majorité des impôts provinciaux sont liés à la Nouvelle-Écosse.

One Big Beautiful Bill Act (« OBBBA ») des États-Unis :

Le 4 juillet 2025, l'OBBBA a été promulguée. L'OBBBA rend permanentes bon nombre des dispositions fiscales échues et arrivant à échéance initialement adoptées dans la *Tax Cuts and Jobs Act of 2017*. Elle comprend également des modifications importantes qui seront apportées au cours des années à venir au calendrier et à la disponibilité de plusieurs crédits d'impôt pour les énergies propres précédemment adoptés en vertu de l'*Inflation Reduction Act*, y compris le crédit d'impôt à l'investissement et le crédit d'impôt pour production. Le 15 août 2025, l'Internal Revenue Service a publié des lignes directrices sur la façon de déterminer la date de début de la construction de projets d'énergie éolienne et solaire aux fins de l'admissibilité à ces crédits d'impôt. Les modifications adoptées n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers de 2025 d'Emera.

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^{er} 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 bénéfiques, dépréciation et amortissement à des fins fiscales. Les dépenses d'intérêts et de financement rejetées en vertu du régime de RDEIF peuvent être reportées en avant indéfiniment.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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. Il était prévu que les dépenses d'intérêts et de financement actuelles et futures soient rejetées en vertu des RDEIF et, par conséquent, la structure de financement a été dissoute. Il a été déterminé qu'il est plus probable qu'improbable qu'Emera réalise l'économie découlant des dépenses d'intérêts et de financement actuelles qui ont été rejetées et, par conséquent, un actif d'impôts reportés et une économie d'impôt associée de 54 millions de dollars ont été comptabilisés au cours du quatrième trimestre de 2024. En outre, Emera a comptabilisé une économie d'impôt de 4 millions de dollars liée à la reprise du passif d'impôts reportés sur la dissolution de la structure de financement. En 2024, l'économie d'impôt totale de 58 millions de dollars a été comptabilisée au poste « Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices » dans les états des résultats consolidés et inclus dans le secteur Divers.

Le tableau suivant illustre la composition du bénéfice avant charge d'impôts sur les bénéfices présenté dans les états des résultats consolidés des exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	2025	2024
Canada	157 \$	(175) \$
États-Unis	961	534
Divers	53	50
Bénéfice avant charge d'impôts sur les bénéfices	1 171 \$	409 \$

Le tableau suivant illustre la composition des impôts sur les bénéfices liés aux activités poursuivies présentés dans les états des résultats consolidés des exercices clos les 31 décembre :

en millions de dollars	Canada (Fédéral)	Canada (Provincial)	États-Unis	Divers	Total
2025					
Impôts sur les bénéfices exigibles	(6) \$	– \$	16 \$	– \$	10 \$
Impôts sur les bénéfices reportés – sauf les composantes présentées ci-après	23	21	208	5	257
Avantages des reports en avant de pertes d'exploitation	(41)	(39)	(2)	(2)	(84)
Crédits d'impôt nets	–	–	(72)	–	(72)
Rajustements à la provision pour moins-value au début de l'exercice	(14)	(13)	(3)	–	(30)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(38) \$	(31) \$	147 \$	3 \$	81 \$
2024					
Impôts sur les bénéfices exigibles	29 \$	– \$	4 \$	– \$	33 \$
Impôts sur les bénéfices reportés – sauf les composantes présentées ci-après	(104)	(98)	208	–	6
Avantages des reports en avant de pertes d'exploitation	(2)	(2)	(76)	–	(80)
Rajustements à la provision pour moins-value au début de l'exercice	(31)	(30)	–	–	(61)
Crédits d'impôt nets	–	–	(57)	–	(57)
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(108) \$	(130) \$	79 \$	– \$	(159) \$

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	2025	2024
Actifs d'impôts sur les bénéfices reportés :		
Reports en avant de pertes fiscales	1 028 \$	1 118 \$
Reports en avant de crédits d'impôt	596	534
Passifs réglementaires	295	321
Obligations au titre des prestations de retraite et des autres avantages complémentaires de retraite	173	197
Instruments dérivés	143	144
Divers	463	432
Total des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés avant la provision pour moins-value	2 698	2 746
Provision pour moins-value	(317)	(322)
Total des actifs d'impôts sur les bénéfices reportés après la provision pour moins-value	2 381 \$	2 424 \$
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés :		
Immobilisations corporelles	(3 462) \$	(3 307) \$
Actifs réglementaires	(358)	(420)
Actifs au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(335)	(286)
Divers	(321)	(350)
Total du passif d'impôts sur les bénéfices reportés	(4 476) \$	(4 363) \$
Présentation dans les bilans consolidés :		
Actifs d'impôts sur les bénéfices reportés à long terme	421 \$	392 \$
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés à long terme	(2 516)	(2 331)
Passifs d'impôts sur les bénéfices reportés nets	(2 095) \$	(1 939) \$

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, des dépenses d'intérêts et de financement rejetées et des pertes en capital latentes sur la dette à long terme et les placements. Une provision pour moins-value de 317 millions de dollars était comptabilisée au 31 décembre 2025 (322 millions de dollars en 2024) relativement aux reports en avant de pertes, aux dépenses d'intérêts et de financement rejetées et à la dette à long terme et aux placements. En 2025, la société a comptabilisé une économie d'impôt nette de 28 millions de dollars (58 millions de dollars en 2024) surtout en raison de l'utilisation de certaines pertes reportées en avant, qui étaient assujetties à une provision pour moins-value au début de l'exercice.

La société entend réinvestir indéfiniment les bénéfices réalisés par certains établissements à l'étranger. Il est impossible d'estimer le montant des impôts sur les bénéfices et des impôts déduits à la source qui pourrait être exigible si ces bénéfices étaient rapatriés.

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 2025 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
Canada				
Pertes d'exploitation nettes	2 649 \$	(876) \$	1 773 \$	2026 - 2045
Pertes en capital	55	(55)	–	Indéfinie
Crédits d'impôt	2	(2)	–	2028 - 2044
États-Unis				
Pertes d'exploitation nettes fédérales	909 \$	(1) \$	908 \$	2037 - Indéfinie
Pertes d'exploitation nettes étatiques	937	(30)	907	2026 - Indéfinie
Pertes en capital	1	–	1	2029
Crédits d'impôt	595	(1)	594	2026 - 2045
Divers				
Pertes d'exploitation nettes	108 \$	(20) \$	88 \$	2026 - 2031

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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	2025	2024
Solde aux 1 ^{er} janvier	\$ 42	\$ 37
Augmentations attribuables aux positions fiscales de l'exercice considéré	6	6
Augmentations attribuables aux positions fiscales d'un exercice antérieur	1	2
Diminutions attribuables aux positions fiscales d'un exercice antérieur	(3)	(3)
Solde aux 31 décembre	\$ 46	\$ 42

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 2025 totalisaient 46 millions de dollars (42 millions de dollars en 2024). Ce montant diminuerait le taux d'imposition effectif s'il était comptabilisé. Les intérêts courus relativement aux économies d'impôts non comptabilisées totalisaient 12 millions de dollars (10 millions de dollars en 2024) et un montant de 2 millions de dollars a été comptabilisé au titre des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés (1 million de dollars en 2024). Aucune pénalité n'a été comptabilisée.

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 2024), y compris les intérêts. NSPI a payé d'avance 55 millions de dollars (55 millions de dollars en 2024) 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 2025, 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

Émises et en circulation :	2025		2024	
	En millions d'actions	En millions de dollars	En millions d'actions	En millions de dollars
Solde au 31 décembre 2024	295,94	9 042 \$	284,12	8 462 \$
Conversion de débetures convertibles	0,02	1	–	–
Émissions d'actions ordinaires en vertu du programme ACM ^{1), 2)}	0,19	9	5,12	261
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	4,83	293	6,10	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	0,78	42	0,60	28
Solde au 31 décembre 2025	301,76	9 387 \$	295,94	9 042 \$

- 1) 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).
- 2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, un total de 187 600 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 53,58 \$ l'action pour un produit brut de 10 millions de dollars (9 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 31 décembre 2025, une limite de ventes brutes globales de 600 millions de dollars demeurait disponible à des fins d'émission en vertu du programme ACM.

Au 31 décembre 2025, les actions suivantes étaient réservées à des fins d'émission : 5 millions d'actions ordinaires (6 millions en 2024) aux termes du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, 1 million d'actions ordinaires (2 millions en 2024) aux termes du régime d'achat d'actions ordinaires à l'intention des employés et 20 millions d'actions ordinaires (12 millions en 2024) 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 2025, Emera respectait cette exigence.

Programme d'émission d'actions au cours du marché (« ACM »)

Le 5 décembre 2025, Emera a renouvelé son programme d'émission d'ACM en déposant un supplément de prospectus au prospectus préalable de base simplifié canadien de la société auprès des autorités en valeurs mobilières de chaque province du Canada. Au même moment, Emera a déposé auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») un supplément de prospectus américain au prospectus de base américain de la société inclus dans sa déclaration d'inscription aux États-Unis sur formulaire F-10. Le programme d'émission d'ACM permet à la société d'émettre de nouvelles actions ordinaires jusqu'à concurrence d'une valeur de 600 millions de dollars au public à l'occasion, au cours du marché en vigueur, au gré de la société. Le programme d'émission d'ACM devrait demeurer en vigueur jusqu'au 5 janvier 2029.

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 débentures 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	
	2025	2024
Numérateur		
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 014,2 \$	493,6 \$
Numérateur - résultat dilué	1 014,2	493,6
Dénominateur		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation - de base	299,2	289,1
Rémunération à base d'actions	0,5	0,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation - dilué	299,7	289,2
Résultat par action ordinaire		
De base	3,39 \$	1,71 \$
Dilué	3,38 \$	1,71 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025						
Solde au 1 ^{er} janvier 2025	1 396 \$	(163) \$	12 \$	– \$	16 \$	1 261 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(623)	82	–	2	–	(539)
Montants reclassés hors du CAÉÉRÉ	–	–	(2)	–	153	151
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(623)	82	(2)	2	153	(388)
Solde au 31 décembre 2025	773 \$	(81) \$	10 \$	2 \$	169 \$	873 \$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024						
Solde au 1 ^{er} 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
Solde au 31 décembre 2024	1 396 \$	(163) \$	12 \$	– \$	16 \$	1 261 \$

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	
		2025	2024
Gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie			
Couverture de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs nets	(2) \$	(2) \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite			
(Gains actuariels) pertes actuarielles	Autres produits nets	(2) \$	2 \$
Coûts (gains) au titre des services passés	Autres produits nets	2	(2)
Montant reclassé dans les obligations	Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	156	68
Total avant impôts		156	68
Charge d'impôts sur les bénéfices		(3)	–
Total, déduction faite des impôts		153 \$	68 \$
Total des reclassements hors du CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts, pour la période		151 \$	66 \$

15. Stocks

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Matières	484 \$	453 \$
Combustible	337	328
Total	821 \$	781 \$

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 2025	31 décembre 2024	31 décembre 2025	31 décembre 2024
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	22 \$	25 \$	33 \$	44 \$
Contrats de change à terme	3	27	2	3
	25	52	35	47
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	51	34	50	30
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	238	236	695	660
	289	270	745	690
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	8	–	–	2
Contrats de change à terme	8	–	1	34
	16	–	1	36
Total des instruments dérivés bruts	330	322	781	773
<i>Incidence des accords généraux de compensation :</i>				
Report réglementaire	(1)	(7)	(1)	(7)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(131)	(148)	(131)	(148)
Incidence totale des accords généraux de compensation	(132)	(155)	(132)	(155)
Moins : instruments dérivés classés comme détenus en vue de la vente ¹⁾	–	(1)	–	(1)
Total des instruments dérivés	198 \$	166 \$	649 \$	617 \$
Court terme ²⁾	156	115	534	526
Long terme ²⁾	42	51	115	91
Total des instruments dérivés	198 \$	166 \$	649 \$	617 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. 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 2025, les gains latents dans le CAÉÉRÉ totalisaient 10 millions de dollars après impôts (12 millions de dollars après impôts au 31 décembre 2024). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, des gains latents de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2024) ont été reclassés du CAÉÉRÉ 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 CAÉÉRÉ.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
	2025		2024	
Pour les exercices clos les 31 décembre				
(Perte latente) gain latent inclus dans les actifs réglementaires	(36) \$	1 \$	(27) \$	5 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	13	(12)	11	33
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	(7)	–	(8)	–
Perte réalisée incluse dans les passifs réglementaires	5	–	4	–
Perte réalisée (gain réalisé) inclus(e) dans les stocks ¹⁾	15	(8)	11	(8)
Perte réalisée (gain réalisé) inclus(e) dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²⁾	18	(4)	50	(6)
Total des variations dans les instruments dérivés	8 \$	(23) \$	41 \$	24 \$

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 2025, 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	2026	2027-2028
<i>Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base</i>		
Gaz naturel (MBTU)	7	10
Électricité (MWh)	1	–
<i>Contrats de change à terme</i>		
Contrats de change à terme (en millions \$ US)	175 \$	72 \$
Taux moyen pondéré	1,3569	1,3534
% de \$ US requis	64 %	16 %

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

La société a comptabilisé les gains 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	
	2025	2024
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité - produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	4 \$	12 \$
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	463	195
Total des gains inclus dans le bénéfice net	467 \$	207 \$

Au 31 décembre 2025, 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	2026	2027	2028	2029	2030 et par la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	473	140	57	28	47
Ventes de gaz naturel (MBTU)	492	99	18	6	3
Achats d'électricité (MWh)	1	–	–	–	–
Ventes d'électricité (MWh)	2	1	–	–	–

Autres instruments dérivés

Au 31 décembre 2025, 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 3,2 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2026. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 300 millions \$ US, viennent à échéance entre 2026 et 2028.

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2025		2024	
	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	– \$	8 \$	– \$	(2) \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits nets	39	–	(44)	–
Gain réalisé inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	–	33	–	16
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(16)	–	(12)	–
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	23 \$	41 \$	(56) \$	14 \$

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 2025, l'exposition maximale de la société au risque de crédit était de 2 milliards de dollars (1,3 milliard de dollars en 2024), 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 2025, les dépôts au comptant et les garanties totalisaient 301 millions de dollars (303 millions de dollars en 2024), 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 2025, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 77 jours en moyenne, totalisaient 207 millions de dollars (140 millions de dollars en 2024). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 192 millions de dollars (128 millions de dollars en 2024), 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Risque de concentration

Le risque de concentration de la société comprend ce qui suit :

Aux	31 décembre 2025		31 décembre 2024	
	en millions de dollars	% de l'exposition totale	en millions de dollars	% de l'exposition totale
Débiteurs, montant net				
<i>Services publics à tarifs réglementés :</i>				
Secteur résidentiel	471 \$	20 %	376 \$	22 %
Secteur commercial	211	9 %	184	11 %
Secteur industriel	94	4 %	73	4 %
Divers	177	8 %	105	6 %
Dépôt en garantie	3	0 %	46	3 %
	956	41 %	784	46 %
<i>Groupe de négociation :</i>				
Note de A- ou supérieure	146	6 %	88	5 %
Note de BBB- à BBB+	78	3 %	42	2 %
Non notés	416	18 %	165	10 %
	640	27 %	295	17 %
Autres débiteurs				
Classement à titre d'actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	408	17 %	331	20 %
	134	6 %	118	7 %
	2 138	92 %	1 528	90 %
Instruments dérivés (à court et à long terme)				
Note de A- ou supérieure	96	4 %	91	5 %
Note de BBB- à BBB+	3	0 %	1	0 %
Non notés	99	4 %	74	5 %
	198	8 %	166	10 %
	2 336 \$	100 %	1 694 \$	100 %

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Dépôt en garantie

La position de la société au titre des dépôts en garantie comprend ce qui suit :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Dépôts en garantie consentis à des tiers	193 \$	198 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	5 \$	5 \$

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 2025, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 649 millions de dollars (617 millions de dollars au 31 décembre 2024). 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 2025			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	21 \$	– \$	– \$	21 \$
Contrats de change à terme	–	3	–	3
	21	3	–	24
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	(1)	29	7	35
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	1	88	34	123
	–	117	41	158
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	–	8	–	8
Dérivés sur actions	8	–	–	8
	8	8	–	16
Total de l'actif	29	128	41	198
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	11 \$	21 \$	– \$	32 \$
Contrats de change à terme	–	2	–	2
	11	23	–	34
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	(4)	31	7	34
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	1	115	464	580
	(3)	146	471	614
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	–	1	–	1
	–	1	–	1
Total du passif	8	170	471	649
Actif (passif) net	21 \$	(42) \$	(430) \$	(451) \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au en millions de dollars	31 décembre 2024			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<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 ¹⁾	–	(1)	–	(1)
Total de l'actif	30	104	32	166
Passif				
<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 ¹⁾	–	(1)	–	(1)
Total du passif	11	165	441	617
Actif (passif) net	19 \$	(61) \$	(409) \$	(451) \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

La variation de la juste valeur des actifs et passifs financiers de niveau 3 pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se présente comme suit :

en millions de dollars	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Actif			
Solde au début de la période	5 \$	27 \$	32 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	2	7	9
Solde au 31 décembre 2025	7 \$	34 \$	41 \$
Passif			
Solde au début de la période	4 \$	437 \$	441 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	3	27	30
Solde au 31 décembre 2025	7 \$	464 \$	471 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 ¹⁾
	Actif	Passif				
Au 31 décembre 2025						
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction - swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	7 \$	7 \$	Prix fixés par des tiers	27,35 \$	150,55 \$	88,79 \$
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	464	Prix fixés par des tiers	0,51 \$	18,45 \$	11,85 \$
Total	41 \$	471 \$				
Passif net		430 \$				
Au 31 décembre 2024						
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 \$
Total	32 \$	441 \$				
Passif net		409 \$				

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
31 décembre 2025	19 654 \$	18 956 \$	– \$	18 535 \$	421 \$	18 956 \$
31 décembre 2024	18 407 \$	17 941 \$	– \$	17 688 \$	253 \$	17 941 \$

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 2025, la juste valeur des billets hybrides était de 1,2 milliard \$ US (1,2 milliard \$ US en 2024). Un gain de change après impôts de 82 millions de dollars a été comptabilisé dans le CAÉRÉ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (perte après impôts de 139 millions de dollars en 2024).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 185 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 324 millions de dollars en 2024). 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, présentés sur la base du montant net, dans les produits d'exploitation - activités à tarifs non réglementés dans les états des résultats consolidés, ont totalisé 16 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (11 millions de dollars en 2024).
- Le 5 mars 2025, NSPI a vendu à WTI des actifs de développement liés au projet de ligne de transport Wasoqonatl en contrepartie d'un montant de 15 millions de dollars. Les actifs de développement ont été vendus au coût sans que des gains ou pertes soient comptabilisés dans les états des résultats consolidés.

Au 31 décembre 2025, Emera et ses sociétés liées avaient un montant à payer à des parties liées s'élevant à 32 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2024), comptabilisé au poste « Autres passifs à court terme » des bilans consolidés.

19. Débiteurs et autres actifs à court terme

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Comptes clients - facturés	1 265 \$	834 \$
Comptes clients - non facturés	400	342
Capacité de transport capitalisée ¹⁾	238	216
Dépôts en garantie consentis à des tiers	193	198
Charges payées d'avance	105	105
Taxe de vente à recevoir	84	21
Impôts sur les bénéfices à recevoir	19	22
Provision pour pertes de crédit	(15)	(12)
Divers	150	85
Total des débiteurs et autres actifs à court terme	2 439 \$	1 811 \$

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 et des contrats de location-financement pour des terrains et des bâtiments. Les contrats de location d'Emera ont des durées résiduelles variant de 2 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 2025	31 décembre 2024
<i>Contrats de location simple :</i>			
Actifs au titre de droits d'utilisation	Autres actifs à long terme	48 \$	52 \$
<i>Obligations locatives liées aux contrats de location simple</i>			
À court terme	Autres passifs à court terme	1	3
À long terme	Autres passifs à long terme	53	54
Total des obligations locatives liées aux contrats de location simple		54 \$	57 \$
<i>Contrats de location-financement :</i>			
Actifs au titre de droits d'utilisation	Immobilisations corporelles	66 \$	21 \$
<i>Contrats de location-financement</i>			
À court terme	Autres passifs à court terme	3	–
À long terme	Autres passifs à long terme	66	21
Total des contrats de location-financement		69 \$	21 \$

Les montants comptabilisés dans les états des résultats consolidés se composaient de ce qui suit :

Pour les en millions de dollars	Classement	Exercices clos en décembre	
		2025	2024
<i>Contrats de location simple :</i>			
Charge liée aux contrats de location simple	Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	15 \$	11 \$
<i>Contrats de location-financement :</i>			
Coûts variables des contrats de location-financement de production d'électricité	Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	115 \$	112 \$
Amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation	Amortissement	4	–
Intérêt sur les contrats de location-financement	Intérêts débiteurs nets	3	–
Total des contrats de location-financement		122 \$	112 \$

Le tableau suivant présente les paiements de loyer minimaux non résiliables à recevoir au titre des contrats pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite :

en millions de dollars	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
<i>Contrats de location simple :</i>							
Paiements de loyer minimaux	3 \$	3 \$	3 \$	3 \$	3 \$	109 \$	124 \$
Moins les intérêts théoriques							(70)
Total des paiements de loyer minimaux au titre des contrats de location simple							54
<i>Contrats de location-financement :</i>							
Paiements de loyer minimaux	4 \$	4 \$	4 \$	4 \$	4 \$	161 \$	181 \$
Moins les intérêts théoriques							(112)
Total des paiements de loyer minimaux au titre des contrats de location-financement							69 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Renseignements supplémentaires sur les contrats de location d'Emera :

Pour les en millions de dollars (à moins d'indication contraire)	Exercice clos le 31 décembre 2025		Exercice clos le 31 décembre 2024	
	Contrats de location simple	Contrats de location- financement	Contrats de location simple	Contrats de location- financement
Trésorerie payée pour les montants compris dans l'évaluation des obligations locatives :				
Flux de trésorerie d'exploitation liés aux contrats	10 \$	3 \$	10 \$	1 \$
Actifs au titre de droits d'utilisation obtenus en échange d'obligations locatives	– \$	– \$	– \$	– \$
Contrats de location simple	22 \$	– \$	– \$	– \$
Contrats de location-financement	– \$	49 \$	– \$	16 \$
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location (en années)	44	33	44	31
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,98 %	5,54 %	3,96 %	5,20 %

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.

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 2025	31 décembre 2024
Total des paiements de loyer minimaux à recevoir	1 180 \$	1 310 \$
Moins : montants représentant les frais accessoires estimatifs	(166)	(182)
Paiements de loyer minimaux à recevoir	1 014 \$	1 128 \$
Valeur résiduelle estimative des immobilisations louées (non garanties)	183	183
Moins : provision pour pertes sur créances	(1)	(2)
Moins : produits non acquis tirés de contrats de location-financement	(580)	(655)
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	616 \$	654 \$
Capital exigible à moins de un an (compris dans les « Débiteurs et autres actifs à court terme »)	44	44
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente - à long terme	572 \$	610 \$

Au 31 décembre 2025, les paiements de loyer minimaux à recevoir pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont les suivants :

en millions de dollars	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
Paiements de loyer minimaux à recevoir	97 \$	96 \$	96 \$	95 \$	94 \$	702 \$	1 180 \$
Moins : frais accessoires							(166)
Total							1 014 \$

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 2025 ¹⁾	31 décembre 2024 ¹⁾
Production	De 10 à 131	14 673 \$	14 297 \$
Transport	De 5 à 80	3 379	3 106
Distribution	De 5 à 65	9 359	8 512
Transport et distribution du gaz	De 20 à 75	4 815	4 658
Centrale générale et divers ²⁾	De 2 à 60 ans	3 643	3 078
Coût total		35 869	33 651
Moins : amortissement cumulé ²⁾		(10 845)	(10 442)
		25 024	23 209
Travaux de construction en cours ²⁾		2 384	2 959
Valeur comptable nette		27 408 \$	26 168 \$

- Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024 et exclus du tableau ci-dessus. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.
- 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 2025, la part de SeaCoast dans l'usine en service était de 27 millions \$ US (27 millions \$ US en 2024), et l'amortissement cumulé, de 3 millions \$ US (3 millions \$ US en 2024). 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 :

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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			
	2025		2024	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes d'avantages complémentaires de retraite
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées et de l'obligation au titre des prestations constituées des avantages complémentaires de retraite :				
Solde aux 1 ^{er} janvier	2 367 \$	241 \$	2 273 \$	227 \$
Coût des services	35	3	35	3
Cotisations des participants aux régimes	5	5	6	5
Intérêts débiteurs	114	12	110	12
Modifications des régimes	–	5	–	–
Prestations versées	(160)	(22)	(153)	(21)
Pertes actuarielles (gains actuariels) ¹⁾	(18)	(2)	13	(3)
Écarts de conversion	(49)	(10)	83	18
Solde aux 31 décembre	2 294 \$	232 \$	2 367 \$	241 \$
Variation des actifs des régimes :				
Solde aux 1 ^{er} janvier	2 493 \$	54 \$	2 298 \$	48 \$
Cotisations de l'employeur	38	15	36	13
Cotisations des participants aux régimes	5	5	6	5
Prestations versées	(160)	(22)	(153)	(21)
Rendement réel des actifs, déduction faite des charges	345	5	226	4
Écarts de conversion	(46)	(2)	80	5
Solde aux 31 décembre	2 675 \$	55 \$	2 493 \$	54 \$
Situation de capitalisation à la clôture de l'exercice	381 \$	(177) \$	126 \$	(187) \$

1) Les gains actuariels comptabilisés dans la période sont principalement attribuables aux rendements des placements plus élevés que prévu et aux changements apportés aux hypothèses actuarielles.

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	2025		2024	
	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	96 \$	212 \$	95 \$	219 \$
Juste valeur des actifs des régimes	13	–	11	–
Situation de capitalisation	(83) \$	(212) \$	(84) \$	(219) \$

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 2 114 millions de dollars au 31 décembre 2025 (2 255 millions de dollars en 2024). 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	2025		2024	
	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes de retraite à prestations déterminées	Régimes de retraite à prestations déterminées
Obligation au titre des prestations constituées	92 \$	90 \$	92 \$	90 \$
Juste valeur des actifs des régimes	13	11	13	11
Situation de capitalisation	(79) \$	(79) \$	(79) \$	(79) \$

Bilan

Les montants comptabilisés dans les bilans consolidés se composaient de ce qui suit :

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025		31 décembre 2024	
	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) \$	(17) \$	(5) \$	(21) \$
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	(1)	(4)	–	(1)
Passif à long terme	(77)	(191)	(78)	(196)
Autres actifs à long terme	473	–	208	–
Actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	(9)	46	1	31
CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts et des actifs réglementaires	125	7	354	22
Charge d'impôts sur les bénéfices dans le CAÉÉRÉ	(12)	–	(8)	(1)
Montant net comptabilisé	494 \$	(159) \$	472 \$	(166) \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. 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
Régimes de retraite à prestations déterminées :			
Solde au 1 ^{er} janvier 2025	363 \$	(17) \$	– \$
Montant amorti au cours de la période	(9)	1	–
Changements au cours de l'exercice	(51)	(158)	–
Variation du taux de change	(16)	–	–
Solde au 31 décembre 2025	287 \$	(174) \$	– \$
Régimes d'avantages complémentaires de retraite :			
Solde au 1 ^{er} janvier 2025	29 \$	(8) \$	– \$
Montant amorti au cours de la période	–	1	(3)
Changements au cours de l'exercice	(3)	2	1
Variation du taux de change	(1)	–	–
Solde au 31 décembre 2025	25 \$	(5) \$	(2) \$

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025		31 décembre 2024	
	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	(174) \$	(5) \$	(17) \$	(8) \$
Gains au titre des services passés	–	(2)	–	–
Charge d'impôts sur les bénéfices	12	–	8	1
CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts	(162)	(7)	(9)	(7)
Actifs réglementaires	287	14	363	29
Actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	–	11	–	–
CAÉÉRÉ, déduction faite des impôts et des actifs réglementaires	125 \$	18 \$	354 \$	22 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Composantes du coût des prestations

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

Aux en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre			
	2025		2024	
	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 \$	35 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	114	12	110	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(164)	(2)	(160)	(2)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles (gains actuariels)	(1)	(1)	3	(2)
Gains au titre des services passés	–	3	–	(2)
Actifs réglementaires	9	–	9	(2)
Règlements et compressions	–	–	–	1
Total	(7) \$	15 \$	(3) \$	8 \$

Le rendement prévu des actifs des régimes est établi d'après la valeur de marché des actifs des régimes de 2 686 millions de dollars au 1^{er} janvier 2025 (2 571 millions de dollars en 2024), 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
Au					
31 décembre 2025					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	– \$	76 \$	– \$	76 \$	3 %
Éléments en transit, montant net	–	(27)	–	(27)	(1) %
<i>Titres de capitaux propres :</i>					
Canada	–	117	–	117	4 %
États-Unis	–	262	–	262	10 %
Ailleurs	–	146	–	146	5 %
<i>Titres à revenu fixe :</i>					
Obligations gouvernementales	–	–	110	110	4 %
Siège social	–	–	68	68	3 %
Divers	–	–	13	13	– %
Fonds communs de placement	–	5	–	5	– %
Fonds de placement évalués à la valeur liquidative ¹⁾	1 335	–	–	1 335	50 %
Fiducies collectives communes évaluées à la valeur liquidative ²⁾	570	–	–	570	22 %
Total	1 905 \$	579 \$	191 \$	2 675 \$	100 %

Au					
31 décembre 2024					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	– \$	39 \$	– \$	39 \$	2 %
Éléments en transit, montant net	–	(27)	–	(27)	(1) %
<i>Titres de capitaux propres :</i>					
Canada	–	109	–	109	4 %
États-Unis	–	312	–	312	12 %
Ailleurs	–	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 ¹⁾	1 142	–	–	1 142	46 %
Fiducies collectives communes évaluées à la valeur liquidative ²⁾	519	–	–	519	21 %
Total	1 661 \$	586 \$	246 \$	2 493 \$	100 %

- 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 2025 et 2024, 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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
Cotisations de l'employeur prévues		
2026	34 \$	17 \$
Versements de prestations prévus		
2026	170	19
2027	174	19
2028	174	20
2029	176	20
2030	173	20
2031 - 2035	899	109

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)	2025		2024	
	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 - aux 31 décembre				
Taux d'actualisation - services passés	5,11 %	4,87 %	5,07 %	4,91 %
Taux d'actualisation - services futurs	5,21 %	5,08 %	5,12 %	5,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,73 %	3,82 %	3,73 %	3,72 %
Tendance du coût des soins de santé - taux initial (prochain exercice)	- %	6,73 %	- %	6,53 %
- taux ultime	- %	3,77 %	- %	3,77 %
- exercice où le taux ultime devrait être atteint		2045		2044
Coût des prestations pour les exercices clos les 31 décembre				
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 %
Rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,42 %	3,65 %	6,43 %	3,69 %
Taux de croissance de la rémunération	3,73 %	3,72 %	3,87 %	3,85 %
Tendance du coût des soins de santé - taux initial (exercice considéré)	- %	6,53 %	- %	6,04 %
- taux ultime	- %	3,77 %	- %	3,76 %
- exercice où le taux ultime devrait être atteint		2044		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 2025 ont totalisé 53 millions de dollars (51 millions de dollars en 2024).

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	2025	2024
Solde aux 1 ^{er} janvier	5 858 \$	5 871 \$
Variation du taux de change	(278)	504
Pertes de valeur	–	(214)
Classement à titre d'actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	–	(303)
Solde aux 31 décembre	5 580 \$	5 858 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. 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 2025 se rapporte aux unités d'exploitation TEC et PGS.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, des évaluations qualitatives ont été réalisées pour PGS et TEC en raison de l'excédent important de leur juste valeur par rapport à leur valeur comptable qui a été établie dans le cadre des derniers tests de dépréciation quantitatifs effectués aux quatrième trimestres de 2024 et 2023. La direction a conclu qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation dépasse leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. Par conséquent, aucun test quantitatif n'a été requis.

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 à ce moment et la société a comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 210 millions de dollars avant impôts au troisième trimestre de 2024. Le solde réduit de l'écart d'acquisition de NMGC est inclus dans le groupe destiné à être cédé NMGC classé comme détenu en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

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	2025	Taux d'intérêt moyen pondéré	2024	Taux d'intérêt moyen pondéré
Entreprise de services publics d'électricité en Floride				
Avances sur les facilités de crédit renouvelables	1 059 \$	4,01 %	915 \$	4,77 %
Entreprises de services publics d'électricité au Canada				
Avances sur les facilités de crédit non renouvelables	500	3,35 %	–	– %
Dette bancaire	42	– %	–	– %
Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure				
PGS - avances sur les facilités de crédit renouvelables	199	4,63 %	199	5,36 %
NMGC - avances sur les facilités de crédit renouvelables	20	4,77 %	46	5,52 %
NMGC - avances sur les facilités de crédit non renouvelables	96	4,63 %	–	– %
Autres entreprises de services publics d'électricité				
GBPC - avances sur les facilités de crédit renouvelables	–	– %	19	7,20 %
Divers				
TECO Finance - avances sur les facilités de crédit renouvelables et à terme	7	5,21 %	265	5,53 %
Emera - dette bancaire	–	– %	2	– %
	1 923 \$		1 446 \$	
Rajustement				
Classement à titre de passifs détenus en vue de la vente ¹⁾	(116)		(46)	
Dette à court terme	1 807 \$		1 400 \$	

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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	2025	2024
TEC - facilité de crédit renouvelable consentie	2030	1 645 \$	1 151 \$
TECO Finance - facilité de crédit renouvelable consentie	2030	548	576
NSPI - facilité de crédit non renouvelable	2026	500	–
PGS - facilité de crédit renouvelable	2030	343	360
NMGC - facilité de crédit renouvelable ¹⁾	2027	171	180
NMGC - facilité de crédit à terme non renouvelable ¹⁾	2026	96	–
Divers - facilités de crédit renouvelables consenties	Divers	29	35
Total		3 332	2 302
Moins :			
Avances sur les facilités de crédit renouvelables et à terme		1 881	1 400
Lettres de crédit émises dans le cadre de facilités de crédit		3	4
Total des avances sur les facilités disponibles		1 884	1 404
Montant disponible en vertu des facilités existantes		1 448 \$	898 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette à court terme au 31 décembre 2025 était de 4,24 % (5,05 % en 2024).

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 20 novembre 2025, TEC a modifié et mis à jour sa facilité de crédit renouvelable consentie de 800 millions \$ US pour reporter l'échéance du 1^{er} décembre 2028 au 20 novembre 2030 et augmenter le montant à 1,2 milliard \$ US. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

Le 21 mai 2025, NSPI a conclu une facilité non renouvelable de 500 millions de dollars qui vient à échéance le 21 mai 2026. L'entente de crédit contient les engagements, garanties, cas de défaillance, exigences financières et autres clauses restrictives d'usage. Les taux d'intérêt de la facilité non renouvelable sont indexés au taux CORRA à terme ou au taux préférentiel, majoré d'une marge.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 20 novembre 2025, PGS a modifié et mis à jour sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 250 millions \$ US pour reporter l'échéance du 1^{er} décembre 2028 au 20 novembre 2030. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 23 octobre 2025, NMGC a conclu une entente de prêt à terme de 364 jours d'un montant de 70 millions \$ US venant à échéance le 22 octobre 2026. L'entente de crédit contient les engagements, garanties, cas de défaillance, exigences financières et autres clauses restrictives d'usage. Les taux d'intérêt de la facilité non renouvelable sont indexés au taux SOFR à terme, majorés d'une marge.

Le 19 septembre 2025, NMGC a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 125 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 17 décembre 2027. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Divers

Le 20 novembre 2025, TECO Finance a modifié et mis à jour sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 400 millions \$ US pour reporter l'échéance du 1^{er} décembre 2028 au 20 novembre 2030. 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 2025	31 décembre 2024
Charges à payer	229 \$	189 \$
Intérêts courus sur la dette à long terme	137	106
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 22)	22	26
Taxe de vente et autres taxes à payer	16	11
Impôts sur les bénéficiaires à payer	3	4
Divers	128	153
	535 \$	489 \$

26. Dette à long terme

Les obligations, les billets et les débiteures 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 ¹⁾		Échéance	2025	2024
	2025	2024			
Entreprise de services publics d'électricité en Floride					
Billets non garantis de premier rang	4,46 %	4,36 %	2029 - 2051	6 271 \$	5 720 \$
Entreprises de services publics d'électricité au Canada					
NSPI - papier commercial ²⁾	Variable	Variable	2029	559 \$	177 \$
NSPI - Billets non garantis de premier rang	4,98 %	5,12 %	2026 - 2097	3 114	3 184
				3 673 \$	3 361 \$
Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure					
PGS - billets non garantis de premier rang	5,63 %	5,63 %	2028 - 2053	1 268 \$	1 331 \$
NMGC - billets non garantis de premier rang	3,78 %	3,78 %	2026 - 2051	665	698
EBP - billets à ordre garantis	Variable	Variable	2028	219	250
				2 152 \$	2 279 \$
Autres entreprises de services publics d'électricité					
Billets à ordre non garantis	4,08 %	4,06 %	2026 - 2032	142 \$	143 \$
Billets à ordre non garantis	Variable	Variable	2027 - 2028	113	104
Billets de premier rang et débiteures ³⁾	2,19 %	2,38 %	2026 - 2040	171	169
				426 \$	416 \$
Divers					
Billets à ordre non garantis	Variable	Variable	2026 - 2029	723 \$	992 \$
Billets non garantis de premier rang	3,99 %	3,99 %	2026 - 2046	3 358	3 525
Billets non garantis de premier rang	4,84 %	4,84 %	2030	500	500
Billets subordonnés à taux fixe-variable ⁴⁾	6,75 %	6,75 %	2076	1 645	1 727
Billets subordonnés de second rang	6,80 %	7,63 %	2054 - 2056	1 713	720
				7 939 \$	7 464 \$
Ajustements					
Frais d'émission de dette				(144) \$	(137) \$
Classement à titre de passifs détenus en vue de la vente ⁵⁾				(663)	(696)
Montant à payer à moins de un an ⁶⁾				(1 201)	(234)
				(2 008) \$	(1 067) \$
Dette à long terme				18 453 \$	18 173 \$

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 2025, la société a comptabilisé des intérêts débiteurs de 113 millions de dollars (110 millions de dollars en 2024) relativement à ses billets subordonnés à taux fixe-variable.

5) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. À compter du troisième trimestre de 2024, les passifs de NMGC sont 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le total des facilités de crédit renouvelables et non 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	2025	2024
Emera - facilité de crédit renouvelable consentie ¹⁾	Juin 2029	1 300 \$	1 300 \$
NSPI - facilité de crédit renouvelable ¹⁾	Juin 2029	800	800
Emera - facilité de crédit non renouvelable et non garantie	Février 2027	200	200
Total		2 300 \$	2 300 \$
Moins :			
Emprunts sur les facilités de crédit		1 284	1 169
Lettres de crédit émises dans le cadre de facilités de crédit		17	12
Montant utilisé sur les facilités disponibles		1 301 \$	1 181 \$
Montant disponible en vertu des facilités existantes		999 \$	1 119 \$

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 2025
Emera				
Facilité de crédit consortiale	Ratio de la dette sur le capital	Inférieur ou égal à 0,70 sur 1		0,53 : 1

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 6 mars 2025, TEC a émis pour 600 millions \$ US de billets non garantis de premier rang qui portent intérêt à 5,15 % et viennent à échéance le 1^{er} mars 2035.

Divers

Le 20 février 2026, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 200 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 20 février 2026 au 19 février 2027. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités par rapport à l'entente précédente.

Le 25 septembre 2025, EUSHI Finance, EUSHI et Emera ont déposé une déclaration d'inscription préalable sur formulaire F-10 et formulaire F-3 (« déclaration d'inscription ») auprès de la Commission des valeurs mobilières de la Nouvelle-Écosse (« CVMNE ») et de la SEC des États-Unis en vertu du régime d'information multinational des États-Unis et du Canada. La déclaration d'inscription a été déposée dans le cadre de l'offre et de l'émission prospectives par EUSHI Finance d'une ou de plusieurs séries de titres de créance non garantis de premier rang et/ou subordonnés (« titres de créance »), d'un montant en capital global d'au plus 3 milliards \$ US, au cours de la période de 25 mois pendant laquelle le prospectus préalable de base simplifié figurant dans la déclaration d'inscription (« prospectus préalable »), y compris toute autre modification à celui-ci, demeure valide. Les titres de créance peuvent être offerts dans le cadre d'une ou de plusieurs transactions, à des prix, avec des échéances et selon des modalités qui seront établis dans un ou plusieurs suppléments de prospectus devant être déposés auprès de la CVMNE et de la SEC au moment d'un tel placement.

Le 3 octobre 2025, EUSHI Finance a procédé à une émission de billets subordonnés de second rang à un taux fixe-fixe révisable de 750 millions \$ US aux termes d'un supplément de prospectus daté du 29 septembre 2025 au prospectus préalable. Les billets portent intérêt initialement à un taux de 6,25 % et seront rajustés le 1^{er} avril 2031, 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 2,509 %, assujettis à un taux plancher de 6,25 %. Les billets viennent à échéance le 1^{er} avril 2056. EUSHI Finance peut, à son gré, racheter les billets, en totalité ou en partie, 90 jours avant la première date de révision des taux, et toute date de paiement semestriel des intérêts par la suite, à un prix de rachat égal au principal, majoré des intérêts courus et impayés sur les billets à racheter, conformément aux modalités du supplément de prospectus, et autrement, au moment et aux prix de rachat décrits dans le supplément de prospectus. Les billets sont garantis de manière entière et inconditionnelle, sur une base conjointe, solidaire et subordonnée, par Emera et EUSHI.

Le 20 février 2025, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 200 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 20 février 2025 au 20 février 2026. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités par rapport à l'entente précédente.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Échéances de la dette à long terme

Au 31 décembre 2025, 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	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
Entreprise de services publics d'électricité en Floride	– \$	– \$	– \$	685 \$	– \$	5 586 \$	6 271 \$
Entreprises de services publics d'électricité au Canada	40	–	–	599	–	3 034	3 673
Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure ¹⁾	127	31	637	–	–	1 357	2 152
Autres entreprises de services publics d'électricité	102	90	126	18	54	36	426
Divers	1 028	200	–	522	500	5 689	7 939
Total	1 297 \$	321 \$	763 \$	1 824 \$	554 \$	15 702 \$	20 461 \$

1) Inclus les échéances de NMGC classée comme détenue en vue de la vente

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	2025	2024
Solde aux 1 ^{er} janvier	217 \$	192 \$
Charge de désactualisation incluse dans la dotation aux amortissements	11	10
Ajouts	5	11
Révision des flux de trésorerie estimatifs	–	2
Classement à titre d'actifs détenus en vue de la vente ¹⁾	(1)	(1)
Passifs réglés	(2)	(2)
Variation du taux de change	(2)	5
Solde aux 31 décembre	228 \$	217 \$

1) Le 5 août 2024, Emera a annoncé une entente visant la vente de NMGC. De ce fait, les actifs et passifs de NMGC étaient classés comme détenus en vue de la vente à compter du troisième trimestre de 2024. Se reporter à la note 4 pour de plus amples renseignements sur la transaction en cours.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

28. Engagements et éventualités

A. Engagements

Au 31 décembre 2025, 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	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
Achat d'électricité ¹⁾	413 \$	422 \$	411 \$	459 \$	451 \$	5 941 \$	8 097 \$
Transport ^{2), 3)}	780	588	478	413	370	2 954	5 583
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage ⁴⁾	674	239	159	156	38	59	1 325
Projets en immobilisations	288	68	32	6	1	–	395
Divers	144	69	53	49	42	294	651
	2 299 \$	1 386 \$	1 133 \$	1 083 \$	902 \$	9 248 \$	16 051 \$

Comme il est indiqué ci-après, les obligations contractuelles au 31 décembre 2025 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.

- 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.
- Comprend 61 millions de dollars liés à NMGC (23 millions de dollars en 2026, 15 millions de dollars en 2027, 12 millions de dollars en 2028, 3 millions de dollars en 2029, 3 millions de dollars en 2030 et 5 millions de dollars par la suite).
- Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 121 millions de dollars lié à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast venant à échéance en 2040.
- Comprend 101 millions de dollars liés à NMGC (86 millions de dollars en 2026, 12 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. Le 23 décembre 2025, NSPML a reçu une ordonnance provisoire du CÉNÉ pour réclamer de NSPI un montant d'au plus 199 millions de dollars pour le recouvrement de coûts liés au lien maritime en 2026, retenue mensuelle pouvant atteindre 4 millions de dollars. 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 CÉNÉ.

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 2025, la responsabilité financière solidaire des services publics de Floride est estimée à 15 millions de dollars (11 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, leur réputation 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 de sécurité et des risques 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 services publics 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 à tarifs réglementés 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 les services publics à tarifs réglementés d'Emera ne sont pas en mesure de recouvrer en temps opportun un montant important de coûts, d'obtenir un rendement sur le capital investi, s'ils ne sont pas autorisés à recouvrer certains coûts, s'ils sont assujettis à des pénalités réglementaires, s'ils ne sont pas autorisés à engager des dépenses d'investissement ou s'ils ne sont pas autorisés 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 services publics 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 CAÉÉRÉ.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 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 négative 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, qui pourraient 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 services publics à tarifs réglementés 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 2025 :

Emera, au nom du gazoduc Brunswick, a émis une lettre de crédit de 22 millions de dollars visant à garantir des obligations en vertu d'une entente de prêt non renouvelable. Cette lettre de crédit, d'une durée de un an, vient à échéance le 31 mars 2026 et sera renouvelée annuellement, au besoin.

TECO Holdings, Inc. (« TECO Holdings ») a émis 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^{er} 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le gazoduc Brunswick, solidairement tenu responsable avec Emera, a conclu une convention d'indemnisation à l'égard d'un cautionnement de 40 millions de dollars remis à la Régie au nom du gazoduc Brunswick. Le cautionnement vise à satisfaire à l'obligation réglementaire du gazoduc Brunswick de mettre de côté des fonds pour financer l'abandon futur des activités du gazoduc.

NSPI dispose de garanties au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated, d'un montant de 94 millions \$ US (104 millions \$ US en 2024) qui ont diverses durées.

La société dispose de lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 271 millions \$ US (105 millions \$ US au 31 décembre 2024) 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 2026. Le montant engagé aux termes de cette lettre était de 70 millions de dollars au 31 décembre 2025 (58 millions de dollars au 31 décembre 2024).

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 2025 et 2024, 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 2025, NSPI a comptabilisé une charge nette de 12 millions de dollars (12 millions de dollars en 2024) 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 2024) 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 2025		31 décembre 2024	
			Émises et en circulation	Produit net	Émises et en circulation	Produit net
Série A	1,2378 \$	25,00 \$	6 000 000	147 \$	4 866 814	119 \$
Série B	Variable	25,00 \$	—	— \$	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	1,4372 \$	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 :

Actions privilégiées de premier rang ^{(1), (2)}	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
Taux fixe rajusté ^{(3), (4)}						
Série A ^{(5), (6)}	4,951	1,2378	1,84	15 août 2030	25,00	Série B
Série C	6,434	1,6085	2,65	15 août 2028	25,00	Série D
Série F ⁽⁷⁾	5,749	1,4372	2,63	15 févr. 2030	25,00	Série G
Taux minimal rajusté ^{(3), (4)}						
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	4,500	1,1250			25,00	
Série L ⁽⁸⁾	4,600	1,1500		15 nov. 2026	26,00	

- 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 de la société.
- 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.
- 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 %).
- 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 B, 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 %.
- Le 9 juillet 2025, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les actions privilégiées de série A ou de série B en circulation le 15 août 2025. Au cours de la période de conversion entre le 16 juillet 2025 et le 31 juillet 2025, sous réserve de certaines conditions, les porteurs d'actions de série A avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série A, à raison de une pour une, en actions de série B, et les porteurs d'actions de série B avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série B, à raison de une pour une, en actions de série A. Le 7 août 2025, Emera a annoncé, après avoir tenu compte de toutes les actions déposées aux fins de conversion par les porteurs des actions de série A et des actions de série B, à la fin de la période de conversion, qu'il y aurait moins de 1 million d'actions de série B en circulation le 15 août 2025. Par conséquent, conformément aux droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions de série A et aux actions de série B, la société a avisé les porteurs qu'aucune action de série A ne serait convertie en action de série B et que toutes les actions de série B restantes seraient automatiquement converties en actions de série A à raison de une pour une le 15 août 2025.
- Le 16 juillet 2025, Emera a annoncé que le dividende fixe annuel par action de série A passera de 0,5456 \$ à 1,2378 \$ pour la période de cinq ans à compter du 14 août 2025 inclusivement.
- 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.
- 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

30. Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales

Aux en millions de dollars	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Actions privilégiées de GBPC	14 \$	14 \$

Actions privilégiées de GBPC

Autorisées :

10 000 actions privilégiées variables perpétuelles rachetables à dividende cumulatif sans droit de vote.

Émises et en circulation :	2025		2024	
	Nombre d'actions	En millions de dollars	Nombre d'actions	En millions de dollars
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	
	2025	2024
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement		
Stocks	(63) \$	38 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	(703)	(154)
Créditeurs	(40)	536
Autres passifs à court terme	49	32
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	(757) \$	452 \$

Pour les en millions de dollars	Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024
Information supplémentaire sur la trésorerie payée		
Intérêts	1 003 \$	989 \$
Impôts sur les bénéfices		
Canada - Fédéral	32 \$	27 \$
États-Unis	9	7
Total des impôts sur les bénéfices payés	41 \$	34 \$
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	292 \$	291 \$
Produit à recevoir de la cession de placements sous influence notable	4 \$	25 \$
Diminution des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	(54) \$	- \$
Informations supplémentaires sur les activités d'exploitation		
Variation nette des actifs et passifs réglementaires à court terme	277 \$	(118) \$

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

Les employés admissibles peuvent participer au régime d'achat d'actions ordinaires. Au 31 décembre 2025, 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 2025, 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 2025 s'est élevé à 3 millions de dollars (4 millions de dollars en 2024) 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 2025.

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 d'exercice 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 2025, Emera respectait cette exigence.

Les options sur actions s'acquiescent 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 ordinaires 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.

Conformément au régime d'options sur actions, 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 :

	2025	2024
Juste valeur moyenne pondérée par option	6,12 \$	4,66 \$
Durée prévue ¹⁾	5 ans	5 ans
Taux d'intérêt sans risque ²⁾	2,71 %	3,56 %
Rendement prévu de l'action ³⁾	5,06 %	6,11 %
Volatilité prévue ⁴⁾	20,90 %	20,67 %

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau suivant présente l'information liée aux options sur actions pour 2025 :

	Total des options		Options dont les droits ne sont pas acquis ¹⁾	
	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 2024	3 796 040	50,53 \$	1 607 490	5,08 \$
Attribuées	678 000	57,00	678 000	6,25
Exercées	(357 559)	45,57	s. o.	s. o.
Frappées d'extinction	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(496 710)	4,80
Options en cours au 31 décembre 2025	4 116 481	52,03 \$	1 788 780	5,60 \$
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2025^{2), 3)}	2 327 701	51,13 \$		

- 1) Au 31 décembre 2025, il y avait un montant de 8 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 (6 millions de dollars et 3 ans en 2024).
- 2) Au 31 décembre 2025, la moyenne pondérée pour la durée résiduelle des options dont les droits avaient été acquis était de 5 ans, la valeur intrinsèque totale s'élevant à 38 millions de dollars (11 millions de dollars et 4 ans en 2024).
- 3) Au 31 décembre 2025, 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 2024).

Le coût de rémunération comptabilisé au titre des options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2024), et il est inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales aux états des résultats consolidés.

Au 31 décembre 2025, la somme reçue à la suite de l'exercice d'options s'est élevée à 16 millions de dollars (3 millions de dollars en 2024). La valeur intrinsèque totale des options exercées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 était de 6 millions de dollars (1 million de dollars en 2024). La fourchette des prix d'exercice des options en cours au 31 décembre 2025 allait de 39,93 \$ à 60,03 \$ (de 39,93 \$ à 60,03 \$ en 2024).

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 de clôture de l'action ordinaire au dernier jour de négociation précédant 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 d'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 10 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 2025 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 2024	789 088	42,65 \$	828 856	47,12 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	87 985	50,46	120 684	52,04
Exercées	(138 189)	33,16	(188 438)	42,18
En cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2025	738 884	45,36 \$	761 102	49,12 \$

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 2025 s'est établie à 29 millions de dollars (13 millions de dollars en 2024). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont totalisé 9 millions de dollars (charge d'impôts de 4 millions de dollars en 2024). La valeur intrinsèque globale des actions en circulation pour les employés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est de 50 millions de dollars (43 millions de dollars en 2024). La valeur intrinsèque globale des actions en circulation pour les administrateurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est de 51 millions de dollars (45 millions de dollars en 2024). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 relativement au régime d'unités d'actions différées ont totalisé 20 millions de dollars (2 millions de dollars en 2024).

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 2025 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 2024	832 093	52,57 \$	50 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	332 562	52,61	
Exercées	(120 434)	59,77	
Frappées d'extinction	(134 283)	58,40	
En cours au 31 décembre 2025	909 938	50,77 \$	68 \$

La charge de rémunération comptabilisée au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à 31 millions de dollars (18 millions de dollars en 2024). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont totalisé 8 millions de dollars (5 millions de dollars en 2024). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 relativement au régime d'unités d'actions liées au rendement ont totalisé 7 millions de dollars (14 millions de dollars en 2024).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 incessibles 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 incessibles 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 2025 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 2024	653 148	52,36 \$	41 \$
Attribuées, y compris le régime de réinvestissement des dividendes	270 800	52,62	
Exercées	(171 274)	59,77	
Frappées d'extinction	(24 463)	50,79	
En cours au 31 décembre 2025	728 211	50,77 \$	57 \$

La charge de rémunération comptabilisée au titre du régime d'unités d'actions incessibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à 23 millions de dollars (15 millions de dollars en 2024). Les économies d'impôts liées à cette charge de rémunération pour les unités d'actions réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont totalisé 6 millions de dollars (4 millions de dollars en 2024). Les paiements au comptant effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 relativement au régime d'unités d'actions incessibles ont été de 11 millions de dollars (10 millions de dollars en 2024).

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 en millions de dollars	31 décembre 2025		31 décembre 2024	
	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	462 \$	6 \$	475 \$	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 23 février 2026, date de publication des états financiers.

■ Direction et conseil d'administration d'Emera

Au 31 mars 2026

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.

Archie Collins

Président et chef de la direction,
Tampa Electric

Jared Green

Chef des finances,
Emera Inc.

Peter Gregg

Vice-président directeur, Stratégie et politique,
Emera Inc.

Karen Hutt

Vice-présidente directrice,
Développement des affaires,
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.

Vivek Sood

Président et chef de la direction,
Nova Scotia Power

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)

Isabelle Courville

Mont-Tremblant (Québec)

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)

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

Pour des renseignements concernant les nouvelles et les initiatives de la société, y compris notre rapport annuel 2025, veuillez consulter notre site Web à l'adresse :

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
Télé. : 1-888-249-6189

www.tsxtrust.com

Services aux investisseurs

Tél. : 902-428-6060 ou 1-800-358-1995
Courriel : investors@emera.com

Analystes financiers, gestionnaires de portefeuille et investisseurs institutionnels

Dave Bezanson
Vice-président principal,
Marchés des capitaux et retraites
Tél. : 902-474-2126
Courriel : dave.bezanson@emera.com

Monica Harlow
Directrice principale,
Relations avec les investisseurs
Tél. : 902-425-8130
Courriel : monica.harlow@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 et sur le site Web d'EDGAR à l'adresse www.sec.gov sous le profil d'Emera.

Inscriptions boursières

Bourse de Toronto (TSX)
Bourse de New York (NYSE)
Actions ordinaires : EMA
Actions privilégiées : EMA.PR.A, 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 : 301 754 258
(en date du 31 décembre 2025)

Dividendes versés en 2025

Emera Inc. a versé sur ses actions ordinaires des dividendes de 0,725 \$ par trimestre aux premier, deuxième et troisième trimestres (taux annualisé de 2,90 \$ par action ordinaire) et de 0,7325 \$ par action ordinaire au quatrième trimestre (taux annualisé de 2,93 \$ par action ordinaire), pour un taux de dividendes annuel effectif sur les actions ordinaires de 2,9075 \$ par action ordinaire.

Versements de dividendes en 2026

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 0,7325 \$ pour le premier trimestre ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang de série A de 0,3094 \$ 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 0,35931 \$ 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 0,28750 \$ par action ont été déclarés le 13 janvier 2026 et versés le 13 février 2026.

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 2025, l'escompte était de deux pour cent. Les participants au régime peuvent également faire des versements en espèces d'au plus 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 2026. Les résultats de l'exercice 2026 seront rendus publics en février 2027.



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