



2025

# Bilan du deuxième trimestre

Depuis le début de l'année  
pour la période prenant fin  
Le 30 septembre 2025



**Énergie NB Power**

# Message de la présidente-directrice générale

La période actuelle est un temps de renouvellement qui s'accompagne toujours d'une vague d'activités proactives chez Énergie NB. Les conditions météorologiques favorables sont propices à la réalisation de projets indispensables visant à améliorer la fiabilité du réseau, qui apporteront des avantages et de la valeur ajoutée aux clients pendant de nombreuses années. Le trimestre dernier n'a pas fait exception à la règle et nous avons continué à progresser dans la réalisation d'un certain nombre de projets dans différentes collectivités de la province qui contribueront à maintenir l'alimentation électrique pendant les tempêtes, à réduire les pannes et, à terme, à construire un réseau plus solide et plus résilient.

Da la sous-station de Barkers Point aux postes d'Eel River et de Beechwood, nous réalisons d'importants investissements pour moderniser les équipements et remplacer les unités vieillissantes. À Canterbury, nous prolongeons la durée de vie de la ligne de transport en remplaçant les structures vieillissantes et en renforçant la fiabilité à long terme. Après près de 36 ans de service, la ligne de transport Loch Lomond/St. Martins bénéficie également d'une mise à niveau bien méritée. Et à Woodstock, la ligne de transport de la ville fait l'objet d'un projet de prolongation de sa durée de vie, qui comprend la réparation et la regalvanisation de la structure en acier.

Que ce soit pour remplacer des équipements vieillissants ou reconstruire des lignes de transport d'électricité essentielles, les projets de ce type, qui ont tous progressé cet été, contribuent à garantir que notre réseau répond aux besoins des foyers, des entreprises et des collectivités. Ils témoignent également de nos efforts continus et de notre engagement à fournir une alimentation électrique fiable aux Néo-Brunswickois.

Parallèlement à notre souci pour la fiabilité, il est essentiel d'assurer la sécurité énergétique de nos clients. En juillet, nous avons annoncé des plans pour le projet sur l'intégration des énergies renouvelables et sécurité du réseau (RIGS). Des projets comme RIGS ont pour but de nous aider à garantir une énergie fiable et sûre aux Néo-Brunswickois lorsqu'ils en ont le plus besoin. Nous avons un besoin urgent du projet RIGS, car le Nouveau-Brunswick sera confronté à un déficit critique de production d'électricité à partir de 2028. De plus, le développement de la centrale à turbine à combustion à double carburant (gaz naturel et carburant liquide) permettra de remplacer l'utilisation de générateurs émettant davantage de gaz à effet de serre pendant les périodes de pointe. De plus, à mesure que le biodiesel devient plus facilement accessible, la technologie bi-carburant nous offre la flexibilité nécessaire pour explorer nos options en matière de combustibles plus propres.

À la suite de la demande de déclarations d'intérêt et du processus d'évaluation qui s'en est suivi, lancés en 2024, PROENERGY a été sélectionnée comme entrepreneur pour construire et exploiter cette installation. Ce partenariat signifie également que PROENERGY sera responsable de tout entretien nécessaire à l'avenir, ce qui allégera la pression financière sur notre service public et minimisera la pression sur les tarifs.

Nous savons que certains habitants du Nouveau-Brunswick ont des inquiétudes au sujet de cette installation, dont la construction est proposée à Centre Village, sur un terrain appartenant à Énergie NB. Nous continuons à les écouter et souhaitons faire preuve d'une transparence maximale à l'avenir. Nous voulons que ce projet avance en toute sécurité, dans le respect de l'environnement et de la communauté locale, et d'une manière qui apporte aux habitants du Nouveau-Brunswick une valeur ajoutée ainsi qu'une sécurité énergétique.

Afin que ce projet puisse se réaliser, il doit être surveillé par plusieurs organismes de réglementation. Par exemple, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (« CESP ») et le gouvernement provincial, par le biais du processus d'étude d'impact sur l'environnement,

participent actuellement à l'examen de différents aspects du projet relevant de leur compétence. Nous continuerons à vous tenir informés de l'évolution de ce projet au cours des prochains mois.

Nous continuons également à veiller à ce que nos centrales existantes continuent à fournir de l'électricité à nos clients longtemps encore. Le 14 juillet, nous avons entamé un arrêt planifié d'environ cinq mois pour l'entretien de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Ces travaux, qui s'inscrivent dans le cadre de notre cycle annuel d'arrêts planifiés, constituent un investissement important dans la fiabilité à long terme de la centrale et dans notre capacité à continuer à fournir de l'électricité de base sans carbone aux habitants du Nouveau-Brunswick.

Plus de 23 000 tâches sont prévues pendant l'entretien, notamment le remplacement des joints des pompes de transport de chaleur, un entretien des moteurs et des pompes, ainsi que des tests sur les circuits électriques et les équipements de sécurité. Un rebobinage du générateur est également effectué afin de renforcer la fiabilité à long terme et de réduire les besoins d'entretien futurs.

Ces dernières années, nous avons évoqué les nombreux défis auxquels nous sommes confrontés en tant qu'industrie dans son ensemble, parmi lesquels les effets du changement climatique. Par exemple, les changements climatiques ont entraîné des tempêtes plus violentes dans notre région, ce qui a eu une incidence sur nos activités et nous a obligés à améliorer la résilience de notre réseau et notre capacité à rétablir le service en cas de panne.

Cet été, notre région a connu une sécheresse sans précédent, qui a malheureusement provoqué des incendies de forêt dans certaines collectivités du Nouveau-Brunswick. Tout au long de la saison des incendies, nous avons travaillé en étroite collaboration avec nos partenaires de la gestion des urgences afin de protéger les collectivités et le réseau électrique pendant cette période météorologique exceptionnelle. Les températures record peuvent également avoir des répercussions sur nos lignes. Pour assurer la sécurité de nos collectivités et prévenir tout risque accru d'incendie, nous avons parfois dû procéder à des pannes temporaires cet été afin d'effectuer en toute sécurité des réparations ou des travaux d'entretien essentiels. Nous savons que les pannes sont perturbantes et nous nous efforçons toujours de les limiter au maximum.

La sécheresse qui a sévi cet été au Nouveau-Brunswick a également entraîné une baisse du débit des rivières. Nous avons pris des mesures proactives pour que la centrale électrique de Mactaquac puisse continuer à alimenter notre province, mais la situation était quelque peu différente en raison d'un bassin d'alimentation plus petit que la normale. Afin de protéger les niveaux d'eau, comme pour maintenir une batterie chargée, nous avons ajusté notre mode de fonctionnement. Une petite quantité d'eau a été libérée en aval par une vanne de déversement, et toutes les unités de production ont été arrêtées, mais restaient disponibles en cas de besoin. Cela nous a permis de produire rapidement de l'électricité si nécessaire, tout en maintenant le bassin d'alimentation stable à titre de mesure d'urgence pour la province pendant les mois les plus secs.

En août, nous avons franchi une étape importante dans nos efforts de modernisation du réseau avec l'installation de plus de 300 000 compteurs intelligents dans les foyers et les entreprises de la province. À ce moment-là, près de 80 pour cent du déploiement était achevé, et nous sommes maintenant dans la dernière ligne droite de ce projet de transformation. Les compteurs intelligents font partie de l'une des mises à niveau d'infrastructure les plus importantes de l'histoire d'Énergie NB. En rendant notre réseau plus intelligent, plus efficace et plus résilient, nous serons prêts à répondre aux besoins de nos clients aujourd'hui et dans les années à venir. Ils permettent également aux clients de suivre et de gérer leurs coûts énergétiques à l'aide d'outils en ligne conviviaux, et offrent un service plus rapide grâce aux connexions, aux débranchements et aux relevés de compteurs à distance.

Les efforts visant à rendre notre réseau plus intelligent se poursuivent également dans la région de Saint John, où nous faisons avancer le projet du corridor à Saint John et où nous avons organisé deux journées portes ouvertes très fréquentées en juillet. Ce projet consiste en une nouvelle ligne de transport de 32 kilomètres entre le poste de Coleson Cove et les lignes de transport existantes près de la région de Glen Falls à Saint John, ainsi qu'une ligne de transport radiale de cinq kilomètres entre la région de South Bay et la partie ouest de Saint John, près de Reversing Falls. Les journées portes ouvertes ont permis aux résidents locaux de poser des questions, de connaître les délais et d'entendre directement comment cette ligne supplémentaire accélérera les efforts de modernisation du réseau, améliorera la fiabilité et nous permettra de continuer à progresser vers la feuille de route pour une énergie propre.

Cet été, nous avons saisi une occasion importante de rendre hommage à notre personnel. Le 10 juillet, dans le cadre de la Journée nationale de reconnaissance des monteurs de lignes, nous avons salué le dévouement et le professionnalisme de plus de 200 Néo-Brunswickois travailleurs et hautement qualifiés qui travaillent sans relâche pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Merci d'avoir pris le temps de lire ce rapport trimestriel et de l'intérêt que vous portez au travail accompli par notre équipe au cours des derniers mois. Avant de conclure, j'aimerais souligner un autre sujet dont je vous parlerai plus en détail au cours du prochain trimestre. Le 1er octobre, nous avons soumis une demande générale de tarifs à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick pour 2026-2027, demandant une augmentation de 4,75 pour cent, ce qui représente environ 10,90 \$ par mois pour un foyer moyen consommant 1 350 kWh. Si elle est approuvée, cette augmentation entrera en vigueur le 1er avril 2026. En tant que service public dont les coûts sont basés sur le coût du service, nous ne facturons que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts de distribution d'électricité aux Néo-Brunswickois. Comme les années précédentes, la Commission déterminera si la demande est raisonnable et si les coûts sont nécessaires.

Nous comprenons que toute augmentation est difficile pour nos clients, c'est pourquoi nous nous efforçons de vous aider à gérer votre consommation d'énergie et vos factures. À l'approche de l'automne, nous concentrons nos efforts pour aider les Néo-Brunswickois à se préparer à la saison de chauffage hivernale de cette année grâce à notre campagne d'éducation publique automnale, qui a été conçue pour permettre aux Néo-Brunswickois de gérer plus efficacement leur consommation d'énergie et leurs factures, notamment grâce à nos conseils pratiques pour économiser l'énergie disponibles sur [www.econergienb.ca](http://www.econergienb.ca). Nous avons créé le Comité des populations vulnérables afin de nous aider, en tant qu'organisation, à mieux comprendre et améliorer l'expérience des clients qui ont des difficultés à payer leurs factures, qui sont confrontés à la précarité énergétique ou qui vivent avec un handicap. Et nous continuons à offrir toute une gamme de programmes d'efficacité énergétique.

Nous nous engageons à travailler avec vous, nos clients, afin de vous offrir le meilleur service possible tout au long de l'année, et nous vous encourageons à communiquer avec nous si vous avez de la difficulté à payer vos factures d'électricité. Notre équipe du service à la clientèle travaillera avec vous afin de trouver la solution la mieux adaptée à votre situation.

A handwritten signature in blue ink that reads "Lori Clark". The signature is fluid and cursive, with the first name "Lori" and the last name "Clark" clearly distinguishable.

**Lori Clark**  
**présidente-directrice générale**

# Faits saillants financiers d'une année à l'autre<sup>1</sup>

Pour le semestre prenant fin le 30 septembre 2025, Énergie NB a amélioré son rendement d'exploitation malgré un bénéfice net inférieur à celui de l'année dernière. La hausse des marges d'exportation a contribué à contrebalancer les défis, tandis que des facteurs temporels tels que l'arrêt de la centrale nucléaire de Point Lepreau et les ajustements tarifaires ont également eu une incidence positive sur les résultats. Ces résultats permettent à Énergie NB de continuer à répondre aux besoins de ses clients tout en mettant en œuvre des initiatives qui renforcent la fiabilité.

Le 8 novembre 2024, la CESP a approuvé la demande générale de tarifs d'Énergie NB pour l'exercice 2025-2026. L'ajustement tarifaire a contribué à l'amélioration des résultats depuis le début de l'année. Le bénéfice d'exploitation a atteint 141 millions de dollars, grâce à 820 millions de dollars de ventes d'électricité à l'intérieur de la province et à 400 millions de dollars de revenus provenant de l'extérieur de la province, résultant de l'augmentation des volumes contractuels et des ventes de crédits d'énergie renouvelable. Ces résultats renforcent notre capacité à fournir un service fiable et à investir dans un avenir énergétique durable pour le Nouveau-Brunswick, garantissant ainsi une valeur à long terme pour nos clients.

La centrale nucléaire de Point Lepreau a fonctionné efficacement au cours du premier trimestre, contribuant à réduire les coûts d'approvisionnement avant d'entrer en arrêt planifié pour l'entretien le 14 juillet. Le portefeuille d'investissements d'Énergie NB a également affiché de bons résultats, avec un rendement de 6,14 pour cent depuis le début de l'année, dépassant les objectifs à long terme. Les progrès se sont poursuivis dans le cadre du plan stratégique « Dynamiser notre avenir », notamment en ce qui concerne le déploiement de compteurs intelligents, les initiatives d'efficacité énergétique et la modernisation du réseau.

## Activités de production d'électricité

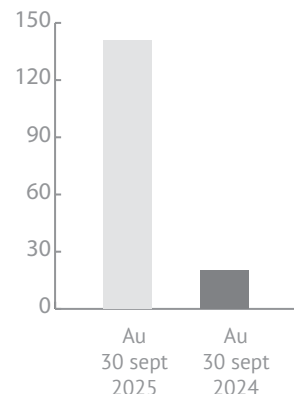
Le bénéfice d'exploitation d'Énergie NB pour le semestre prenant fin le 30 septembre 2025 s'est élevé à 141 millions de dollars, soit 121 millions de dollars de plus que pour la même période l'année dernière.

Les produits tirés de la vente d'électricité au Nouveau-Brunswick se sont élevés à 820 millions de dollars, soit une augmentation de 53 millions de dollars ou de sept pour cent par rapport à la même période de l'année dernière. Cette augmentation des produits est en grande partie attribuable à la hausse des prix de vente résultant de l'augmentation des tarifs approuvée par la CESP, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2025. La baisse de la demande des clients industriels a partiellement compensé l'incidence de l'augmentation des tarifs.

Les produits provenant de l'extérieur de la province se sont élevés à 400 millions de dollars, soit une augmentation de 167 millions de dollars ou de 72 pour cent par rapport à la même période l'année dernière. Cet écart important reflète la nature concurrentielle des marchés à l'extérieur du Nouveau-Brunswick, où les occasions de vente et les contrats de service fluctuent. Cette dynamique entraîne souvent des variations d'une année à l'autre dans les résultats à l'extérieur de la province. Le volume des ventes à l'exportation a atteint 3 170 GWh, soit une augmentation de 1 029 GWh, grâce à de nouveaux contrats avec des clients aux États-Unis et au Canada.

141 \$

bénéfice d'exploitation  
(en millions de dollars)



<sup>1</sup> L'information financière présentée dans ce rapport est une version abrégée et condensée des états financiers, qui n'ont pas fait l'objet d'une vérification, et contient des estimations financières sujettes à changement.

Les coûts liés au combustible et aux achats d'électricité se sont élevés à 592 millions de dollars, soit une augmentation de 79 millions de dollars ou 15 pour cent par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation est liée à la hausse des volumes d'électricité achetés pour répondre à la demande accrue à l'extérieur de la province et à la hausse des prix de l'électricité en raison des conditions du marché. Ces effets ont été partiellement compensés par la disponibilité accrue du gaz naturel liquéfié pendant le premier trimestre.

Les produits divers se sont élevés à 59 millions de dollars, soit une augmentation de 8 millions de dollars ou 16 pour cent par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation est en grande partie attribuable aux occasions d'affaires liées à l'optimisation de l'approvisionnement en gaz naturel à la centrale de Bayside.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevés à 311 millions de dollars, soit une augmentation de 16 millions de dollars ou cinq pour cent par rapport à la même période l'année dernière. Cette augmentation reflète une demande accrue de main-d'œuvre et les pressions sur les coûts qui en découlent, en raison des interventions en cas de tempête, de l'augmentation des appels pour des problèmes techniques et d'autres activités d'exploitation.

Les frais d'amortissement se sont élevés à 211 millions de dollars, soit une augmentation de 12 millions de dollars ou six pour cent par rapport à la même période de l'année dernière. Cette augmentation reflète les investissements continus dans les infrastructures visant à améliorer la fiabilité et à moderniser le réseau. Ces investissements comprennent des arrêts pour entretien majeur dans les centrales électriques et le renforcement des réseaux de transport et de distribution. Les ajustements apportés à la durée de vie utile de certains actifs ont également contribué à cette augmentation.

### Coûts de financement

Les coûts de financement se sont élevés à 126 millions de dollars, soit une baisse de 3 millions de dollars ou deux pour cent par rapport à la même période l'année dernière. Cela s'explique principalement par les variations des taux de change sur les transactions américaines.

### Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement

La désactualisation des passifs relatifs au démantèlement s'est élevée à 28 millions de dollars, soit une augmentation de 3 millions de dollars ou 12 pour cent par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète la hausse des coûts prévus pour les retraits d'actifs futurs, qui a entraîné une augmentation du solde global du passif.

### Fonds d'amortissement et autres revenus de placement

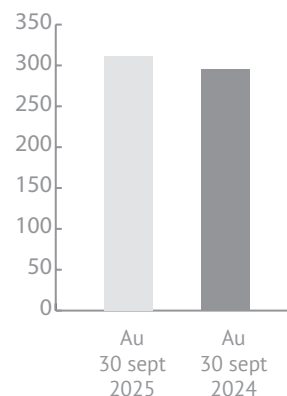
Le fonds d'amortissement et les autres revenus de placement se sont élevés à neuf millions de dollars, ce qui correspond aux revenus de la même période de l'année dernière.

### Gains non réalisés sur les investissements

Les gains non réalisés sur les investissements se sont élevés à 30 millions de dollars, soit une baisse de 28 millions de dollars ou 48 pour cent par rapport à la même période de l'année dernière. Les rendements du marché au cours des deux

311 \$

Coûts d'EEA  
(en millions de dollars)



premiers trimestres de l'année ont été influencés par plusieurs facteurs externes, notamment l'incertitude économique, les préoccupations liées aux droits de douane et le ralentissement de la croissance..

### Variations nettes des soldes de reports réglementaires

Les variations nettes des soldes réglementaires ont réduit le bénéfice net de 12 millions de dollars, soit une baisse de 152 millions de dollars par rapport à la même période l'année dernière. Cette variation reflète principalement les réductions des comptes utilisés pour répartir les coûts des pannes et lisser les tarifs des clients, qui étaient propres à notre précédente demande de tarifs auprès de la CESP pour deux ans, ainsi que les ajustements liés aux écarts de marge. Ces variations ont été partiellement compensées par des ajouts aux comptes pour le remplacement des compteurs et la mise à niveau du système de planification des ressources de l'entreprise.

### Bénéfice net

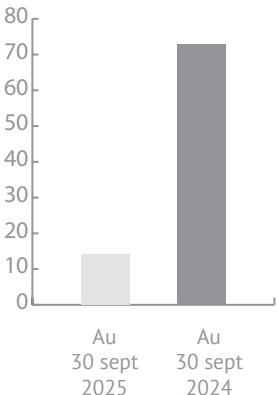
Le bénéfice net pour la période prenant fin le 30 septembre 2025 s'est élevé à 14 millions de dollars, comparativement à 73 millions de dollars pour la même période l'année dernière, soit un écart défavorable de 59 millions de dollars. Bien que les activités principales aient donné des résultats positifs, cette baisse est principalement attribuable à des changements importants dans les soldes réglementaires, qui ont contrebalancé les améliorations de l'exploitation.

### Gestion de la dette

Énergie NB est entrée dans une période d'investissements importants nécessaires pour combler un déficit en matière d'infrastructures, ce qui entraînera une augmentation de son niveau d'endettement. La dette nette s'élevait à 5 912 millions de dollars au 30 septembre 2025, soit une augmentation de 57 millions de dollars depuis le 31 mars 2025. Les activités d'exploitation ont généré un flux de trésorerie de 282 millions de dollars, ce qui a permis à Énergie NB de financer 84 pour cent de ses investissements en immobilisations de 334 millions de dollars au moyen de ses flux de trésorerie liés à l'exploitation.

14 \$

Bénéfice net  
(en millions de dollars)



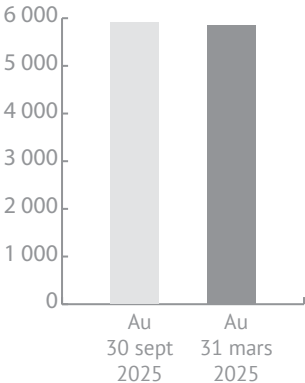
## Dette nette consolidée

en millions de dollars (non vérifié)

|                                                               | Au<br>30 sept<br>2025 | Au<br>31 mars<br>2025 | Écart |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------|
| Dette totale                                                  | 6 518 \$              | 6 430 \$              | 88 \$ |
| Trésorerie                                                    | 2                     | 9                     | (7)   |
| Fonds d'amortissement                                         | 604                   | 566                   | 38    |
| Dette nette totale                                            | 5 912 \$              | 5 855 \$              | 57 \$ |
| Résultats non distribués                                      | 546 \$                | 532 \$                | 14 \$ |
| Cumul des autres éléments du<br>résultat global (perte)       | (90)                  | (48)                  | (42)  |
| Capital total                                                 | 6 368                 | 6 339                 | 29    |
| Pourcentage de la dette nette dans<br>la structure du capital | 92,8 %                | 92,4 %                | 0,4 % |

5 912 \$

Dette nette totale  
(en millions de dollars)



# État consolidé de la situation financière

en millions de dollars (non vérifié)

|                                                                                                            | Au 30<br>sept<br>2025 | Au 30<br>sept<br>2024 | Au 31<br>mars<br>2025 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Actifs</b>                                                                                              |                       |                       |                       |
| <b>Courants</b>                                                                                            |                       |                       |                       |
| Trésorerie                                                                                                 | 2 \$                  | 9 \$                  | 9 \$                  |
| Débiteurs                                                                                                  | 380                   | 321                   | 520                   |
| Matières, fournitures et combustible                                                                       | 315                   | 302                   | 230                   |
| Charges payées d'avance                                                                                    | 52                    | 31                    | 23                    |
| Actifs dérivés                                                                                             | 41                    | 31                    | 86                    |
| <b>Total des actifs courants</b>                                                                           | <b>790</b>            | <b>694</b>            | <b>868</b>            |
| <b>Actifs non courants</b>                                                                                 |                       |                       |                       |
| Immobilisations corporelles                                                                                | 5 157                 | 4 970                 | 5 028                 |
| Immobilisations incorporelles                                                                              | 50                    | 45                    | 55                    |
| Fonds au titre du démantèlement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié | 1 047                 | 998                   | 1 017                 |
| Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement                                                       | 604                   | 538                   | 566                   |
| Actifs dérivés                                                                                             | 13                    | 37                    | 30                    |
| Autres actifs non courants                                                                                 | 19                    | 18                    | 17                    |
| <b>Total des actifs non courants</b>                                                                       | <b>6 890</b>          | <b>6 606</b>          | <b>6 713</b>          |
| <b>Total des actifs</b>                                                                                    | <b>7 680</b>          | <b>7 300</b>          | <b>7 581</b>          |
| Solde réglementaire                                                                                        | 1 137                 | 1 047                 | 1 150                 |
| <b>Total des actifs et des soldes réglementaires</b>                                                       | <b>8 817 \$</b>       | <b>8 347 \$</b>       | <b>8 731 \$</b>       |

|                                                                                    | Au 30<br>sept<br>2025 | Au 30<br>sept<br>2024 | Au 31<br>mars<br>2025 |
|------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Passifs et capitaux propres</b>                                                 |                       |                       |                       |
| <b>Passifs courants</b>                                                            |                       |                       |                       |
| Dette à court terme                                                                | 1 041 \$              | 862 \$                | 954 \$                |
| Créditeurs et intérêts courus                                                      | 418                   | 364                   | 425                   |
| Intérêts courus sur la dette à court et à long terme                               | 33                    | 31                    | 30                    |
| Tranche actuelle de la dette à long terme                                          | 0                     | 200                   | 200                   |
| Tranche actuelle de la dette de location                                           | 7                     | 7                     | 7                     |
| Passifs dérivés                                                                    | 28                    | 27                    | 20                    |
| <b>Total des passifs courants</b>                                                  | <b>1 527</b>          | <b>1 491</b>          | <b>1 636</b>          |
| <b>Passifs non courants</b>                                                        |                       |                       |                       |
| Dette à long terme                                                                 | 5 397                 | 5 042                 | 5 196                 |
| Dettes de location                                                                 | 38                    | 38                    | 38                    |
| Passif au titre du démantèlement et de la gestion du combustible nucléaire irradié | 1 171                 | 1 080                 | 1 150                 |
| Avantages postérieurs à l'emploi                                                   | 100                   | 98                    | 101                   |
| Passif financier                                                                   | 35                    | 35                    | 35                    |
| Passifs dérivés                                                                    | 15                    | 4                     | 20                    |
| Autres passifs non courants                                                        | 78                    | 67                    | 71                    |
| <b>Total des passifs non courants</b>                                              | <b>6 834</b>          | <b>6 364</b>          | <b>6 611</b>          |
| <b>Total des passifs</b>                                                           | <b>8 361</b>          | <b>7 855</b>          | <b>8 247</b>          |
| Cumul des autres éléments du résultat global (perte)                               | (90)                  | (90)                  | (48)                  |
| Résultats non distribués                                                           | 546                   | 582                   | 532                   |
| <b>Total des capitaux propres</b>                                                  | <b>456</b>            | <b>492</b>            | <b>484</b>            |
| <b>Total des passifs et des capitaux propres</b>                                   | <b>8 817 \$</b>       | <b>8 347 \$</b>       | <b>8 731 \$</b>       |

# État cumulé des résultats

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 sept

|                                                                                  | 2025         | 2024         | Écart          |
|----------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|----------------|
| <b>Produits</b>                                                                  |              |              |                |
| <b>Ventes d'électricité</b>                                                      |              |              |                |
| À l'intérieur de la province                                                     | 820 \$       | 767 \$       | 53 \$          |
| À l'extérieur de la province                                                     | 400          | 233          | 167            |
| Autres produits                                                                  | 59           | 51           | 8              |
| <b>Total des produits</b>                                                        | <b>1 279</b> | <b>1 051</b> | <b>228</b>     |
| <b>Charges</b>                                                                   |              |              |                |
| Combustible et achats d'énergie                                                  | 592          | 513          | 79             |
| Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration                            | 311          | 295          | 16             |
| Amortissement des immobilisation corporelles et incorporelles                    | 211          | 199          | 12             |
| Impôts fonciers et taxes sur les services publics                                | 24           | 24           | 0              |
| <b>Total des charges d'exploitation</b>                                          | <b>1 138</b> | <b>1 031</b> | <b>107</b>     |
| <b>Bénéfice d'exploitation</b>                                                   | <b>141</b>   | <b>20</b>    | <b>121</b>     |
| <b>Frais de financement et revenus de placement</b>                              |              |              |                |
| Charges financières                                                              | (126)        | (129)        | 3              |
| Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement                           | (28)         | (25)         | (3)            |
| Pertes non réalisées sur placements                                              | 30           | 58           | (28)           |
| Fonds d'amortissement et autres revenus de placement                             | 9            | 9            | 0              |
| <b>Total des frais de financement et revenus de placement</b>                    | <b>(115)</b> | <b>(87)</b>  | <b>(28)</b>    |
| <b>Bénéfice net (perte nette) avant les variations des soldes réglementaires</b> | <b>26</b>    | <b>(67)</b>  | <b>93</b>      |
| Variation nette des soldes réglementaires                                        | (12)         | 140          | (152)          |
| <b>Bénéfice net</b>                                                              | <b>14 \$</b> | <b>73 \$</b> | <b>(59) \$</b> |

## Statistiques d'exploitation

(non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 sept

|                                                                     | 2025   | 2024    | Variance |
|---------------------------------------------------------------------|--------|---------|----------|
| <b>Faits marquants de l'exploitation</b>                            |        |         |          |
| Ventes à l'intérieur de la province (GWh)                           | 5 626  | 5 800   | (174)    |
| Degrés-jours de chauffage                                           | 887    | 763     | 124      |
| Ventes à l'exportation (GWh)                                        | 3 170  | 2 141   | 1 029    |
| Débits hydroélectriques inférieurs à la moyenne à long terme (%)    | (7,0%) | (16,0%) | 9,0%     |
| Facteur de capacité de la CNPL (%)                                  | 56,8%  | 2,0%    | 54,8%    |
| Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (%)  | 5,7%   | 12,2%   | (6,5%)   |
| Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (\$) | 30     | 58      | (28)     |

# État consolidé des flux de trésorerie

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 sept

|                                                                                                              | 2025            | 2024            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>Activités d'exploitation</b>                                                                              |                 |                 |
| Bénéfice net                                                                                                 | 14 \$           | 73 \$           |
| Amortissement des immobilisation corporelles et incorporelles, net des gains et pertes réalisés à la cession | 211             | 199             |
| Coûts de financement                                                                                         | 126             | 129             |
| Variation nette des soldes réglementaires                                                                    | 12              | (140)           |
| Revenus de placements non réalisés                                                                           | (39)            | (67)            |
| Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement                                                       | 28              | 25              |
| Autres montants imputés aux résultats ne nécessitant aucun paiement en espèces                               | 26              | (4)             |
| Variation nette des soldes de fonds de roulement hors trésorerie                                             | 37              | 80              |
|                                                                                                              | 415             | 295             |
| Intérêts payés                                                                                               | (135)           | (147)           |
| Apport des clients                                                                                           | 8               | 3               |
| Paievements au titre des avantages postérieurs à l'emploi                                                    | (4)             | (2)             |
| Paievements anticipés à long terme                                                                           | (2)             | (1)             |
| <b>Trésorerie des activités d'exploitation</b>                                                               | <b>282 \$</b>   | <b>148 \$</b>   |
| <b>Activités d'investissement</b>                                                                            |                 |                 |
| Trésorerie investie dans les immobilisations corporelles, montant net des produits de cession                | (334) \$        | (346) \$        |
| Dépenses de trésorerie liées au déclassement                                                                 | (10)            | (15)            |
| <b>Trésorerie pour les activités d'investissement</b>                                                        | <b>(344) \$</b> | <b>(361) \$</b> |
| <b>Activités de financement</b>                                                                              |                 |                 |
| Produit des émissions de titres de créance à long terme                                                      | 199 \$          | - \$            |
| Remboursements d'emprunts                                                                                    | (200)           | (50)            |
| Augmentation de la dette à court terme                                                                       | 87              | 292             |
| Versements dans le fonds d'amortissement                                                                     | (35)            | (32)            |
| Retraits du fonds d'amortissement                                                                            | 6               | 5               |
| Remboursement du capital sur l'obligation locative                                                           | (2)             | (3)             |
| <b>Trésorerie (affectée aux) provenant des activités de financement</b>                                      | <b>55 \$</b>    | <b>212 \$</b>   |
|                                                                                                              |                 |                 |
| Trésorerie nette (sortie)                                                                                    | (7) \$          | (1) \$          |
| Trésorerie, début de période                                                                                 | 9               | 10              |
| <b>Trésorerie, fin de période</b>                                                                            | <b>2 \$</b>     | <b>9 \$</b>     |