



Énergie NB Power

2026-2027

Bilan du premier trimestre

Depuis le début de l'année
pour la période prenant fin le
Le 30 juin 2026

Message de la présidente-directrice générale

D'importants travaux sont en cours à Énergie NB. Qu'il s'agisse d'améliorer la fiabilité du réseau, de réaliser de grands projets d'infrastructure ou de planifier les besoins énergétiques futurs du Nouveau-Brunswick, nos équipes continuent de faire progresser les priorités qui comptent pour les clients et les collectivités de toute la province.

Nous savons que la hausse des coûts demeure une préoccupation pour les ménages et les entreprises. Notre rôle est d'exercer nos activités efficacement, de gérer les coûts de façon responsable et d'aider les clients à mieux comprendre et maîtriser leur consommation d'énergie, tout en continuant d'investir dans les infrastructures nécessaires à un service fiable.

À la suite des décisions de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP), les tarifs des clients ont été modifiés ce trimestre. Bien que les hausses de tarifs demeurent un dernier recours, les clients du Nouveau-Brunswick continuent de profiter de tarifs d'électricité parmi les plus bas du Canada atlantique et du nord-est de l'Amérique du Nord.

La CESP a également participé à plusieurs autres dossiers importants ce trimestre. Nous avons déposé la prochaine phase de notre Plan de conception tarifaire afin que les coûts liés au service des différents groupes de clients soient reflétés de façon juste et équitable.

En mai 2026, la CESP a approuvé notre projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau (RIGS), qui comprend une entente de paiement de droits d'utilisation liée à l'augmentation de la capacité de 100 MW avec l'Independent Energy System Operator (IESO) de la Nouvelle-Écosse. Cette étape importante appuie notre planification des futurs besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick et le renforcement de la fiabilité et de la résilience de notre réseau électrique.

Nous comprenons que ce projet soulève encore des questions, et c'est normal. Nous demeurons déterminés à communiquer l'information, à écouter les commentaires et à échanger avec les collectivités pendant que le projet franchit les dernières étapes des examens réglementaires et environnementaux.

Ce trimestre, nous avons aussi comparu devant le Comité des comptes publics de l'Assemblée législative provinciale après la publication du rapport du vérificateur général sur le projet RIGS. Nous respectons les processus réglementaires qui encadrent notre service public et accueillons favorablement les occasions de répondre aux questions et d'expliquer les décisions que nous prenons au nom des clients que nous servons.

Le dialogue avec les clients et les collectivités demeure une priorité pour nous. J'ai été heureux de voir Énergie NB présentée dans la nouvelle saison de « Jimmy Saves the World » sur Bell Fibe TV1. Dans le deuxième épisode, notre équipe a présenté le parc solaire de Shediac raccordé au réseau et son rôle dans le projet « Communauté énergétique intelligente de Shediac »

J'ai aussi participé à plusieurs podcasts ce trimestre, dont « East Coast Sun » avec Rudi Fowler, où nous avons discuté des changements possibles au programme de mesurage net et de l'avenir de la production d'énergie au Nouveau-Brunswick.

Aider les clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'énergie demeure une priorité. Nous continuons de faire connaître les ressources offertes à <https://www.nbpower.com/fr/comptes-et-facturation/savoir-c-est-pouvoir>, qui proposent des conseils pratiques pour réduire la consommation et, lorsque possible, les coûts d'électricité.

Notre unité mobile a aussi sillonné la province ce trimestre, permettant aux clients de rencontrer directement nos experts en efficacité énergétique lors d'événements communautaires et de salons de l'habitat, notamment à St. Stephen et à Fredericton.

La fiabilité demeure l'une de nos priorités les plus importantes.

La centrale de Point Lepreau a amorcé un arrêt planifié pour entretien le 10 avril 2026. Plus de 20 000 travaux sont prévus pendant cet arrêt, qui devrait se poursuivre jusqu'au début d'août 2026. Ces travaux contribueront à assurer l'exploitation sûre et fiable de la centrale pour les années à venir. Nous poursuivons également les travaux liés à une éventuelle production d'isotopes médicaux à Point Lepreau pendant cette période.

Dans le reste de la province, nous avons poursuivi nos investissements pour améliorer la fiabilité.

Après de récentes pannes imprévues touchant les clients des régions d'Edmundston et du Haut-Madawaska, nous avons rencontré les maires locaux et établi un plan pour renforcer la fiabilité dans le secteur.

En juin, nous avons tenu des séances d'information publiques dans la région pour discuter du réseau électrique local, des pannes et des processus de rétablissement, de la gestion de la végétation et de nos efforts continus pour renforcer la fiabilité. Ces échanges sont importants, et je remercie toutes les personnes qui ont pris le temps d'y participer, de poser des questions et de faire part de leurs points de vue.

Nous continuons aussi d'investir dans des infrastructures qui renforceront la fiabilité du réseau et aideront à répondre à la demande croissante en électricité partout dans la province. Le projet de compensateur synchrone statique (STATCOM) dans la région de Salisbury en est un bon exemple. Il contribuera à rendre le réseau plus efficace et plus fiable à mesure que la demande augmente.

Tournés vers l'avenir, nous veillons à ce que le Nouveau-Brunswick soit bien préparé aux grands changements qui transforment le secteur de l'énergie.

Ce trimestre, j'ai participé à plusieurs conférences sur l'avenir de l'énergie. Lors de l'événement « Pioneering New Nuclear in Atlantic Canada » à Saint John, j'ai pu présenter le rôle d'Énergie NB comme exploitant de la seule centrale nucléaire du Canada atlantique et discuter des possibilités futures du nucléaire dans notre région.

J'ai aussi pris la parole à la conférence « Energy That Shapes Our Future » à Fredericton, qui a réuni des dirigeants de tout le Canada atlantique pour discuter de l'évolution du secteur énergétique régional. Les échanges ont porté sur les défis et les possibilités liés à la réduction des émissions, à la hausse de la demande en électricité, au maintien de la fiabilité du réseau et à une gestion responsable des coûts. J'ai également rappelé le rôle essentiel des programmes d'efficacité énergétique pour aider les Néo-Brunswickois à réduire leurs coûts et à améliorer le confort de leur logement ou de leur entreprise.

Notre conférence annuelle « Dynamiser l'efficacité énergétique » a aussi marqué le trimestre. Elle a réuni des dirigeants, des innovateurs et des professionnels pour explorer les technologies, les politiques et les idées qui façonnent l'avenir énergétique. Les échanges tenus lors d'événements de ce type alimentent notre réflexion alors que nous poursuivons la transformation de la façon dont nous alimentons le Nouveau-Brunswick.

Ce trimestre, j'ai eu l'honneur de figurer parmi les 50 meilleurs PDG de 2026 selon le Atlantic Business Magazine et de recevoir le prix dans la catégorie « Crown Corporation/Post-Secondary Institution ». Je vois cette distinction comme une reconnaissance du travail de notre équipe et des personnes dévouées avec lesquelles j'ai le privilège de collaborer chaque jour.

Nous poursuivons nos efforts pour attirer des dirigeants expérimentés capables d'accompagner notre entreprise vers l'avenir. Ce trimestre, nous avons accueilli Chong Kiat (CK) Ng à titre de nouveau dirigeant principal de l'exploitation, ainsi que quatre nouveaux membres au conseil d'administration. Ensemble, ils apportent une expertise précieuse dans les secteurs de l'électricité, des affaires et de la gouvernance.

Cette année a aussi marqué la fin de l'examen indépendant de notre entreprise mené par le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Le rapport qui en découle, intitulé « Prêt pour l'avenir », tient compte des nombreuses contributions des clients et des parties prenantes et présente 50 recommandations pour renforcer Énergie NB.

Le message de nos clients était clair : les Néo-Brunswickois veulent un service fiable, des coûts justes et maîtrisables, une communication plus claire et davantage de contrôle sur leur consommation d'énergie.

En mai, nous avons rendu publics notre réponse officielle et notre plan d'action.

Notre voie à suivre demeure axée sur le maintien d'un service fiable, la gestion responsable des coûts, l'aide aux clients pour mieux comprendre et gérer leurs factures, l'offre de plus de choix et de contrôle sur leur consommation d'énergie, ainsi qu'une communication plus claire et proactive.

Les clients devraient constater des améliorations graduelles, notamment un service plus fiable, des renseignements plus clairs sur les factures et les coûts, ainsi que de meilleurs outils et options pour gérer leur consommation d'énergie.

Je suis fier du travail que notre équipe accomplit partout au Nouveau-Brunswick. Chaque jour, nos employés se consacrent au service des clients, au maintien d'un service fiable et à la préparation de l'avenir.

Il reste encore beaucoup à faire, mais les progrès réalisés et les partenariats établis sont encourageants. Je me réjouis de poursuivre ce travail avec nos clients, nos collectivités et nos partenaires dans les mois à venir.



Lori Clark
présidente-directrice générale

Faits saillants financiers d'une année à l'autre¹

Au premier trimestre de l'exercice 2026-2027, Énergie NB a maintenu un service fiable grâce à la fiabilité de son parc de production et à des marges d'exportation favorables. Ces résultats lui permettent de poursuivre ses investissements dans les infrastructures essentielles, tout en répondant aux besoins de la clientèle et en préservant la fiabilité du réseau.

La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a approuvé la demande générale de tarifs d'Énergie NB pour l'exercice 2026-2027, et les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 14 avril 2026. Cette hausse tarifaire a contribué à l'augmentation des produits, mais une grande partie de cet avantage a été contrebalancée par les coûts supplémentaires du combustible et des achats d'électricité liés à l'arrêt planifié pour entretien à la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Malgré l'arrêt planifié pour entretien à la centrale de Point Lepreau, Énergie NB a continué d'offrir un service fiable à sa clientèle grâce au rendement soutenu de son parc de production. La centrale nucléaire de Point Lepreau a fonctionné de façon fiable au dernier trimestre de l'exercice précédent avant d'entrer en arrêt planifié pour entretien le 10 avril 2026.

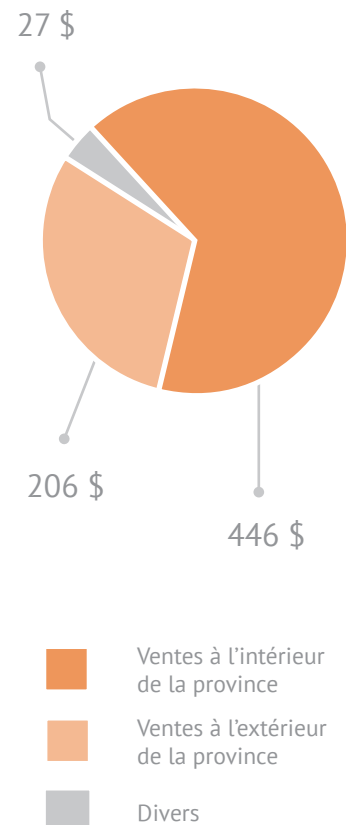
Pendant l'arrêt, le reste du parc de production d'Énergie NB a continué de fonctionner de façon fiable. Le parc hydroélectrique a connu très peu d'arrêts forcés durant la crue printanière et a produit l'équivalent de 99 pour cent de sa moyenne à long terme. La centrale de Belledune a maintenu son excellent rendement, sans interruption depuis le 9 juillet 2025, tandis que la centrale de Bayside est demeurée disponible pour répondre aux besoins du réseau après la réussite de son arrêt planifié l'hiver dernier.

Même si le recours aux importations d'électricité a augmenté par rapport à l'exercice précédent en raison de l'arrêt de la centrale nucléaire de Point Lepreau, la forte fiabilité du parc de production a permis d'en atténuer les effets, de contenir les coûts et d'assurer aux clients un service sûr et fiable.

Énergie NB a également poursuivi la mise en œuvre de son plan stratégique, « Dynamiser notre avenir », notamment par l'achèvement du déploiement des compteurs intelligents, l'avancement des initiatives d'efficacité énergétique et la poursuite de la modernisation du réseau afin de soutenir la fiabilité à long terme et le service à la clientèle.

679 \$

Ventes d'électricité
(en millions de dollars)



¹ 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.

Activités de production d'électricité

Malgré l'arrêt planifié pour entretien à la centrale nucléaire de Point Lepreau, Énergie NB a continué d'offrir un service sûr et fiable tout au long du premier trimestre. Le bon rendement du reste du parc de production a contribué à atténuer les effets de cet arrêt, tout en répondant aux besoins de la clientèle et en maintenant la fiabilité du réseau.

Le bénéfice d'exploitation d'Énergie NB s'est élevé à 126 millions de dollars pour la période de trois mois qui s'est terminée le 30 juin 2026, soit une diminution d'un million de dollars par rapport à la même période l'année précédente.

Les produits tirés de la vente d'électricité au Nouveau-Brunswick se sont élevés à 446 millions de dollars, soit une augmentation de 20 millions de dollars ou cinq (5) pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Cette augmentation découle principalement des tarifs plus élevés approuvés par la CESP, entrés en vigueur en avril 2026. La baisse de la demande des clients résidentiels et industriels a toutefois partiellement atténué l'effet de cette hausse tarifaire.

Les produits provenant de l'extérieur de la province se sont élevés à 206 millions de dollars, soit une augmentation de 30 millions de dollars ou 17 pour cent par rapport à la même période de l'année dernière. Cette augmentation reflète la hausse des prix à l'exportation et les occasions favorables offertes par les marchés concurrentiels de l'électricité au Canada et aux États-Unis. Les résultats liés aux ventes hors province peuvent varier considérablement d'une année à l'autre en fonction des conditions du marché, des occasions d'exportation et des contrats de service.

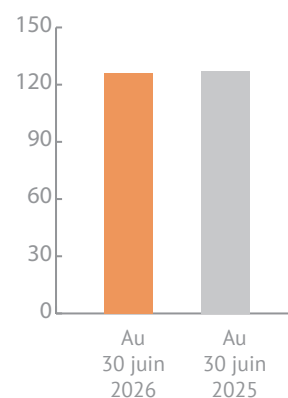
Les coûts du combustible et des achats d'électricité se sont élevés à 275 millions de dollars, soit une augmentation de 51 millions de dollars, ou 23 pour cent, par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète la hausse des volumes d'électricité achetée, des coûts du combustible et des taxes sur le carbone nécessaire pour répondre à la demande des clients pendant l'arrêt planifié pour entretien de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Aucun arrêt comparable n'avait eu lieu à la même période l'an dernier.

Les produits divers se sont élevés à 27 millions de dollars, soit une baisse de deux (2) millions de dollars, ou six (6) pour cent, par rapport à la même période de l'année dernière. Cette baisse s'explique principalement par la diminution des occasions d'optimisation de l'approvisionnement en gaz naturel à la centrale de Bayside.

Dans l'ensemble, la fiabilité du parc de centrales et les conditions favorables du marché d'exportation ont contribué à soutenir les résultats au cours d'une période qui a inclus l'arrêt planifié de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

126 \$

Bénéfice d'exploitation
(en millions de dollars)



Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevés à 159 millions de dollars, en baisse de trois (3) millions de dollars, ou deux (2) pour cent, par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique surtout par l'arrêt planifié pour entretien à la centrale nucléaire de Point Lepreau au premier trimestre, qui a fait en sorte qu'une plus grande part des travaux liés à l'arrêt a été comptabilisée comme investissement en capital plutôt que comme charge d'exploitation de la période. Aucun arrêt comparable n'avait eu lieu à la même période l'an dernier.

Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles

Les charges d'amortissement se sont élevées à 111 millions de dollars, soit une augmentation de cinq (5) millions de dollars, ou cinq (5) pour cent, par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète les investissements continus d'Énergie NB dans les infrastructures nécessaires pour préserver la fiabilité du réseau, moderniser le réseau et soutenir le service à long terme à la clientèle. Ces investissements comprennent notamment d'importants travaux d'entretien dans les centrales ainsi que la modernisation continue des réseaux de transport et de distribution.

Coûts de financement

Les coûts de financement se sont élevés à 68 millions de dollars, soit une augmentation de huit (8) millions de dollars ou de 13 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Cette augmentation découle principalement de la diminution des gains de change sur les transactions en dollars américains et de l'augmentation des charges d'intérêts liées à l'accroissement de la dette à long terme. L'endettement plus élevé reflète les investissements continus d'Énergie NB dans les infrastructures afin de préserver la fiabilité du réseau et d'assurer ses besoins futurs.

Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement

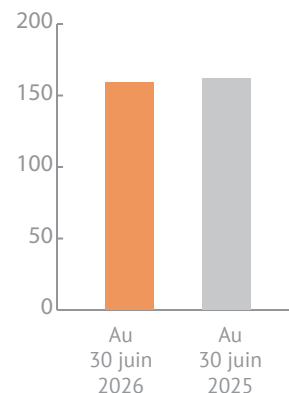
Les désactualisations des passifs relatifs au démantèlement se sont élevées à 16 millions de dollars, soit une augmentation de deux (2) millions de dollars ou 14 pour cent par rapport à la même période de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète les estimations actualisées des coûts futurs liés à la mise hors service et au démantèlement en toute sécurité de certains actifs à la fin de leur durée de vie utile.

Fonds de placement au titre du secteur nucléaire

Les gains non réalisés sur les investissements se sont élevés à 26 millions de dollars, soit une augmentation de 23 millions de dollars ou de 767 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Bien que les marchés financiers restent soumis à des fluctuations, les résultats se sont améliorés au cours de la période considérée, ce qui s'est traduit par des rendements plus élevés que l'année précédente.

159 \$

Coûts d'EEA
(en millions de dollars)



Fonds d'amortissement et autres revenus de placement

Les revenus du fonds d'amortissement et autres revenus de placement se sont élevés à sept (7) millions de dollars, soit une augmentation de trois (3) millions de dollars, ou 75 pour cent, par rapport à la même période de l'année dernière. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du solde du fonds d'amortissement, qui a généré des revenus de placement supplémentaires au cours de la période.

Rajustements nets des soldes de reports réglementaires

Les variations nettes des soldes réglementaires ont réduit le bénéfice net de 39 millions de dollars. Leur incidence par rapport à l'année précédente a été moindre, car plusieurs comptes réglementaires utilisés pour gérer les coûts liés aux pannes et leurs répercussions sur les tarifs des clients ne sont plus en vigueur. Ces effets ont été partiellement compensés par des ajustements liés aux écarts de marge.

Bénéfice net

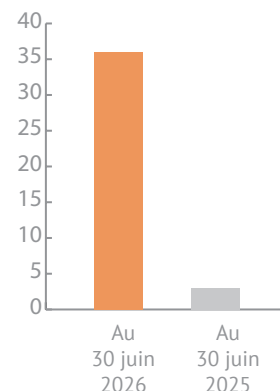
Le bénéfice net pour la période prenant fin le 30 juin 2026 s'est élevé à 36 millions de dollars, comparativement à trois (3) millions de dollars pour la même période l'année dernière, soit une augmentation de 3 millions de dollars. Les activités de base ont continué à générer des résultats positifs malgré l'arrêt planifié pour entretien de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

La hausse des coûts de financement a été largement contrebalancée par le meilleur rendement des placements dans le Fonds d'investissement nucléaire et le Fonds d'amortissement, ainsi que par la réduction de l'incidence des ajustements des soldes réglementaires après la clôture des comptes utilisés dans la précédente demande tarifaire.

Dans l'ensemble, le bénéfice net a progressé par rapport à l'exercice précédent, grâce au maintien du rendement d'exploitation, à l'amélioration des rendements des placements et à la diminution de l'incidence des soldes réglementaires.

36 \$

Bénéfice net
(en millions de dollars)



Gestion de la dette

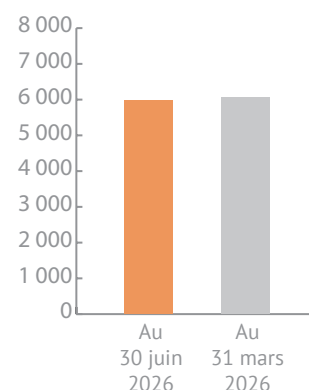
Énergie NB investit considérablement dans ses immobilisations afin de renforcer la fiabilité, de maintenir son rendement d'exploitation et de moderniser des infrastructures vieillissantes. Ces investissements appuient la fiabilité à long terme du réseau et préparent le réseau aux besoins futurs de la clientèle. Par conséquent, le niveau d'endettement devrait augmenter progressivement.

La dette nette s'élevait à 5 972 millions de dollars au 30 juin 2026, soit une diminution de 78 millions de dollars depuis le 31 mars 2026. Au cours du trimestre, Énergie NB a investi 213 millions de dollars dans des projets d'investissement, financés par des flux de trésorerie liés à l'exploitation positifs de 290 millions de dollars.

À la fin de la période, Énergie NB disposait de 116 millions de dollars en trésorerie réservés aux travaux préliminaires liés au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

5 972 \$

Dette nette totale
(en millions de dollars)



Dette nette consolidée

en millions de dollars (non vérifié)

	Au 30 juin, 2026	Au 31 mars, 2026	Écart
Dette de location	46 \$	45 \$	1 \$
Dette financière	35	35	-
Dette à court terme	599	662	(63)
Dette à long terme	6 076	6 074	2
Trésorerie	6	6	-
Restricted cash	116	123	(7)
Fonds d'amortissement	662	637	25
Dette nette totale	5 972 \$	6 050 \$	(78)\$
Résultats non distribués	581 \$	545 \$	36 \$
Cumul des autres éléments du résultat global (perte)	(47)	(41)	(6)
Capital total	6 506	6 554	(48)
Pourcentage de la dette nette dans la structure du capital	91,8 %	92,3 %	(0,5%)
	Période de 12 mois terminée le 30 juin 2026	Période de 12 mois terminée le 31 mars 2026	Écart
Ratio de couverture des intérêts (sur 12 mois glissants)	0,7	0,7	-
Ratio d'endettement (sur 12 mois glissants)	9,0	9,2	(0,2)

État consolidé de la situation financière

en millions de dollars (non vérifié)

	Au 30 juin, 2026	Au 30 juin, 2025	Au 31 mars, 2026
Actifs			
Actifs courants			
Trésorerie	6 \$	4 \$	6 \$
Trésorerie soumise à restrictions	116	-	123
Débiteurs	378	354	505
Matières, fournitures et combustible	302	314	289
Charges payées d'avance	59	50	33
Actifs dérivés	73	20	56
Total des actifs courants	934	742	1 012
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	5 377	5 074	5 275
Immobilisations incorporelles	44	52	46
Fonds au titre du démantèlement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 083	1 021	1 057
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	662	588	637
Actifs dérivés	16	18	21
Charges payées d'avance non courantes	19	19	19
Total des actifs non courants	7 201	6 772	7 055
Total des actifs	8 135	7 514	8 067
Solde réglementaire	1 143	1 092	1 182
Total des actifs et des soldes réglementaires	9 278 \$	8 606 \$	9 249 \$

	Au 30 juin, 2026	Au 30 juin, 2025	Au 31 mars, 2026
Passifs et capitaux propres			
Passifs courants			
Dette à court terme	599 \$	872 \$	662 \$
Créditeurs et intérêts courus	480	384	467
Deferred revenue	-	-	12
Intérêts courus sur la dette à court et à long terme	63	60	33
Tranche actuelle de la dette à long terme	-	200	-
Tranche actuelle de la dette de location	7	7	8
Passifs dérivés	24	26	18
Total des passifs courants	1 173	1 549	1 200
Passifs non courants			
Dette à long terme	6 076	5 197	6 074
Dettes de location	39	38	37
Passif au titre du démantèlement et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 216	1 162	1 204
Avantages postérieurs à l'emploi	102	101	102
Provisions au titre d'autres passifs et de charges	97	73	87
Passif financier	35	35	35
Passifs dérivés	6	21	6
Total des passifs non courants	7 571	6 627	7 545
Total des passifs	8 744	8 176	8 745
Cumul des autres éléments du résultat global	(47)	(105)	(41)
Résultats non distribués	581	535	545
Total des capitaux propres	534	430	504
Total des passifs et des capitaux propres	9 278 \$	8 606 \$	9 249 \$

État cumulé des résultats

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 juin

	2026	2025	Écart
Produits			
Ventes d'électricité			
À l'intérieur de la province	446 \$	426 \$	20 \$
À l'extérieur de la province	206	176	30
Autres produits	27	29	(2)
Total des produits	679	631	48
Charges			
Combustible et achats d'énergie	275	224	51
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	159	162	(3)
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	111	106	5
Impôts fonciers et taxes sur les services publics	8	12	(4)
Total des charges d'exploitation	553	504	49
Bénéfice d'exploitation	126	127	(1)
Charges financières	(68)	(60)	(8)
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	(16)	(14)	(2)
Revenus de placement des fonds au titre du secteur nucléaire	26	3	23
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	7	4	3
Bénéfice net avant les variations des soldes réglementaires	75	60	15
Variation nette des soldes réglementaires	(39)	(57)	18
Bénéfice net	36 \$	3 \$	33 \$

Statistiques d'exploitation

(non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 juin

	2026	2025	Écart
Faits marquants de l'exploitation			
Ventes à l'intérieur de la province (GWh)	2 890	2 951	(61)
Degrés-jours de chauffage	740	734	6
Ventes à l'exportation (GWh)	1 434	1 523	(89)
Débits hydroélectriques inférieurs à la moyenne à long terme (%)	(1,0%)	0,0%	(1,0%)
Facteur de capacité de la CNPL (%)	10,3%	100,4%	(90,1%)
Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (%)	9,8%	1,2%	8,6%
Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (\$)	26	3	23

État consolidé des flux de trésorerie

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 juin

	2026	2025
Bénéfice net	36 \$	3 \$
Activités d'exploitation		
Amortissement des immobilisation corporelles et incorporelles	111	106
Coûts de financement	68	60
Variation nette des soldes réglementaires	39	57
Revenus de placements	(33)	(7)
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	16	14
Autres montants imputés aux résultats ne nécessitant aucun paiement en espèces	(10)	29
Variation nette des soldes de fonds de roulement hors trésorerie	82	5
	(24)	267
Intérêts payés	8	(18)
Apport des clients	(2)	3
Paielements au titre des avantages postérieurs à l'emploi	(1)	(2)
Paielements anticipés à long terme	(1)	(1)
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploit	290 \$	249 \$
Activités d'investissement		
Trésorerie investie dans les immobilisations corporelles, montant net des produits de cession	(209) \$	(150) \$
Dépenses de trésorerie liées au déclassement	(4)	(4)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(213) \$	(154) \$
Activités de financement		
Remboursement de la dette à court terme	(63) \$	(82) \$
Versements dans le fonds d'amortissement	(19)	(17)
Remboursement du capital sur l'obligation locative	(2)	(1)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(84) \$	(100) \$
Trésorerie nette (sortie)	(7) \$	(5) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie, début de l'exercice	129	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie, fin de l'exercice	122 \$	4 \$
Trésorerie	6 \$	4 \$
Trésorerie soumise à restrictions	116	-
Total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	122 \$	4 \$

