

T2 | Bilan du deuxième trimestre

Depuis le début de l'année pour la période prenant fin le 30 septembre 2024



Énergie NB Power

| the power of possibility
| débordant d'énergie



Message de la présidente-directrice générale



Lori Clark
présidente-directrice générale

Au cours de ce trimestre, nous avons continué à faire progresser les initiatives accordant la priorité à la fiabilité pour nos clients, aujourd'hui et à l'avenir. J'ai également eu l'occasion de participer à divers événements du secteur de l'électricité axés sur l'avenir. Ce que j'ai appris, c'est que nous ne sommes pas seuls - ce thème est commun à tous les services publics et il existe de nombreuses nouvelles technologies et de nombreux partenaires capables de nous aider à l'avenir.

Chez Énergie NB, les efforts se poursuivent en vue d'améliorer la fiabilité pour tous les clients de la province.

Au niveau communautaire, nous avons rencontré les collectivités qui ont récemment été touchées par des pannes d'électricité. Bien que de nombreuses pannes aient été causées par des animaux sauvages, nous efforçons d'identifier les sources de ces pannes et les mesures qui peuvent être mises en place pour éviter des perturbations similaires. Nos séances d'information communautaires permettent aux habitants de poser des questions et de s'informer sur ce que nous faisons pour répondre à leurs préoccupations et améliorer la fiabilité régionale.

Nous nous efforçons également d'améliorer le rendement de nos centrales à travers la province. Depuis le 6 avril, la centrale nucléaire de Point Lepreau est hors service pendant que notre personnel entreprend un arrêt d'entretien nécessaire et planifié de 100 jours. Au cours du protocole de démarrage, un problème critique a été identifié avec le générateur principal, qui est situé du côté non nucléaire de la centrale, et qui devait être résolu avant de remettre la centrale en service. Tout au long de ce trimestre, notre équipe a travaillé avec diligence, avec le soutien de spécialistes nationaux et internationaux, pour évaluer la situation et y remédier.

À l'échelle du réseau, nous continuons à tirer des enseignements des tempêtes plus violentes qui frappent notre région et à nous y préparer. En début d'année, le Centre canadien de prévision des ouragans d'Environnement et Changement climatique Canada et ses homologues américains ont annoncé que nous étions confrontés à une saison des ouragans « importante » et « supérieure à la moyenne », respectivement, avec plus de tempêtes que d'habitude prévues dans notre région.

Heureusement, le Nouveau-Brunswick a été épargné jusqu'à présent, contrairement à nos voisins du sud. Nous sommes de tout cœur avec ceux qui ont perdu des êtres chers et dont les maisons, les entreprises et les communautés ont été endommagées par les ouragans. La destruction causée par ces phénomènes météorologiques ne cesse de souligner

l'importance de la préparation. Au cours du présent trimestre, nous avons continué à renforcer notre infrastructure et à revoir nos systèmes de réponse internes afin de nous aider à prévenir de futures pannes et de nous assurer que nous sommes mieux équipés pour répondre à des événements météorologiques localisés.

En juillet, j'ai offert mes félicitations lors d'un événement à Shediac lançant les plans de la municipalité pour devenir la première communauté à consommation nette zéro au Canada. Depuis 2018, Énergie NB collabore avec la ville dans le cadre du projet de communauté énergétique intelligente de Shediac. Ce projet comporte plusieurs volets, notamment une étude sur l'énergie résidentielle, ainsi que le premier parc solaire communautaire de 1,63 MW connecté au réseau d'Énergie NB. Cet actif novateur a fêté son premier anniversaire au cours du trimestre et continue de bien fonctionner.

En septembre, j'ai participé à une table ronde des cadres des services publics de l'Atlantique lors du 2024 Atlantic Indigenous-Led Energy Symposium qui s'est tenu au Centre des congrès de Fredericton. Cet événement annuel rassemble des dirigeants des communautés des Premières Nations, des services publics, du gouvernement et de l'industrie afin de discuter et de collaborer. C'était merveilleux d'entendre les participants parler de leurs réussites à ce jour, de leurs idées pour façonner l'avenir et de la façon de progresser en collaboration. L'événement m'a également donné l'occasion de partager la vision d'Énergie NB quant à la participation des Premières Nations à la transition vers l'énergie nette zéro, qui est fondée sur la collaboration et le respect.

Toujours en septembre, j'ai eu l'occasion de participer à une autre table ronde intéressante, cette fois dans le cadre d'un webinaire présenté par le Conseil économique de l'Atlantique. En compagnie de mes pairs, représentants des autres compagnies d'électricité du Canada atlantique, nous avons discuté de la multitude de défis et des occasions qui se présentent à nous dans le cadre de la transition de notre secteur vers l'énergie nette zéro.

En terminant, j'aimerais faire le point sur notre demande générale de tarifs. À la suite de l'audience tenue au cours de l'été, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a rendu une décision verbale le 8 novembre 2024. La décision de la CESP approuve la majorité des demandes formulées dans notre demande. Nous respectons la décision de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick et son engagement à assurer un tarif équitable pour l'électricité.

Je vous remercie de votre lecture et me réjouis des occasions que nous aurons de continuer à communiquer.



Lori Clark
présidente-directrice générale

Faits saillants financiers d'une année à l'autre¹

Le 15 mars 2024, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a accepté la demande de tarif provisoire d'Énergie NB et les effets de ce tarif provisoire se font sentir dans les résultats depuis le début de l'année. Au cours du trimestre, Énergie NB a comparu devant la CESP au sujet de sa demande générale de tarifs pour deux ans, et les arguments finaux ont été présentés par toutes les parties le 26 août 2024. L'évolution des conditions du marché mondial a eu une incidence positive sur le gain non réalisé sur les investissements au cours des six premiers mois.

Le plan stratégique d'Énergie NB, Énergiser notre avenir, a été conçu pour s'assurer qu'Énergie NB prend les bonnes décisions stratégiques afin de répondre aux attentes changeantes des clients tout en plaçant Énergie NB dans une position financière plus solide et en continuant sur la voie d'une énergie plus propre et plus verte.

Depuis le 6 avril 2024, la centrale nucléaire de Point Lepreau est hors service alors que le personnel entreprend un arrêt d'entretien planifié de 100 jours. Au cours du protocole de démarrage, un problème critique a été identifié au niveau de l'installation de production principale, située du côté non nucléaire de la centrale, une zone sur laquelle aucune intervention n'avait été effectuée pendant l'arrêt. Ce problème devait être résolu avant la remise en service de la centrale. Notre équipe de spécialistes s'efforce de résoudre le problème, tout en maintenant le plus haut niveau de sécurité à la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Activités de production d'électricité

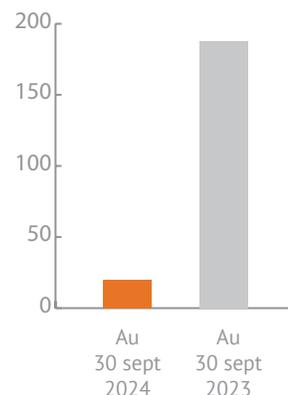
Le bénéfice d'exploitation d'Énergie NB s'est élevé à 20 millions de dollars pour la période de six mois terminée le 30 septembre 2024, soit une diminution de 168 millions de dollars ou de 89 pour cent par rapport à la même période l'année précédente.

Les revenus liés à la vente d'électricité au Nouveau-Brunswick se sont élevés à 767 millions de dollars, soit une augmentation de 88 millions de dollars ou de 13 % par rapport à la même période de l'année précédente. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix de vente résultant de l'augmentation provisoire des tarifs en vigueur à partir d'avril 2024. D'autres augmentations de la charge ont également contribué à l'augmentation des ventes, mais elles ont été compensées par le temps plus chaud de l'année en cours.

Les recettes provenant de l'extérieur de la province ont diminué de 67 pour cent pour s'établir à 233 millions de dollars, soit une diminution de 466 millions de dollars par rapport à la même période de l'année précédente. Le marché à l'extérieur du Nouveau-Brunswick est un marché concurrentiel avec une variabilité inhérente des occasions de vente et des contrats de service disponibles à un moment donné. Cela entraîne une variabilité et des fluctuations dans les résultats à l'extérieur de la province d'une année à l'autre. Les ventes à l'exportation ont diminué de 3 983 GWh pour atteindre 2 141 GWh au cours de la période actuelle. Cette diminution est attribuable à la baisse des contrats conclus avec des clients aux États-Unis et au Canada.

20 \$

Bénéfice d'exploitation
(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.

Les coûts du combustible et des achats d'énergie ont baissé de 242 millions de dollars pour atteindre 513 millions de dollars, soit une diminution de 32 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution des ventes aux clients aux États-Unis et à la baisse des volumes d'approvisionnement qui en découle. Cette baisse a été partiellement compensée par la hausse des prix des combustibles consommés pour la production d'électricité et par le coût de l'énergie de remplacement nécessaire pendant l'arrêt prolongé de la centrale nucléaire de Point Lepreau. En outre, une production hydroélectrique inférieure à la moyenne pour la période a nécessité l'utilisation d'autres combustibles plus coûteux.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) se sont élevés à 295 millions de dollars, soit une hausse de 13 million de dollars ou cinq (5) pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Cette hausse est principalement attribuable à la réparation du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau, à l'augmentation des coûts de main-d'œuvre découlant de l'ajout de nouveaux postes, ainsi qu'à l'augmentation des dépenses liées à l'efficacité énergétique. Ces augmentations ont été partiellement compensées par l'augmentation de la main-d'œuvre imputée au projet d'entretien des immobilisations de la centrale et par la baisse des coûts liés aux tempêtes par rapport à la même période de l'année précédente.

Les charges d'amortissement se sont élevés à 199 millions de dollars, soit une augmentation de 26 millions de dollars ou de 15 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. L'augmentation des charges d'amortissement est le résultat des investissements continus dans l'infrastructure afin d'améliorer la fiabilité et de moderniser le réseau. Ces investissements comprennent des arrêts pour entretien majeur dans les centrales, ainsi que des dépenses pour renforcer les réseaux de distribution et de transport. La modification de la durée de vie économique du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau contribue également à l'augmentation de la charge d'amortissement.

Coûts de financement

Les coûts de financement se sont élevés à 154 millions de dollars, soit une diminution d'un (1) million de dollars ou d'un (1) pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est principalement attribuable à la variation des taux d'intérêt.

Fonds d'amortissement et autres revenus de placement

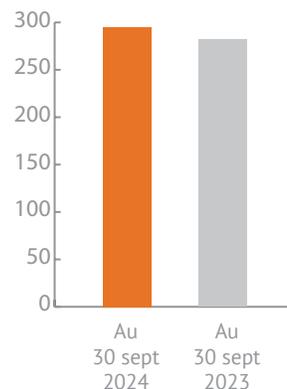
Les fonds d'amortissement et autres revenus de placement se sont élevés à neuf (9) millions de dollars, soit une augmentation de deux (2) millions de dollars ou 29 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente, en raison d'un ajustement comptable de l'année précédente lié à l'amortissement des primes et des escomptes.

Gains non réalisés sur les investissements

Les gains non réalisés sur les investissements se sont élevés à 58 millions de dollars, soit une augmentation de 61 millions de dollars par rapport à la même période de l'année précédente. Les marchés ont poursuivi leur élan au cours de l'exercice actuel en raison des réductions des taux d'intérêt et des commentaires des banques centrales qui prévoient de nouvelles baisses de taux.

295 \$

Coûts d'EEA
(en millions de dollars)



Rajustements nets des soldes de reports réglementaire

Les rajustements nets des soldes réglementaires de 140 millions de dollars ont été comptabilisés dans les résultats, soit une augmentation de 143 millions de dollars par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours de la période de six mois, l'écart défavorable de la marge brute par rapport au plan, la charge du compte d'écart et les intérêts associés ont été reclassés dans le compte réglementaire. L'augmentation de l'année en cours est également influencée par deux nouveaux comptes d'écart qui sont actuellement soumis à l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics.

Bénéfice net

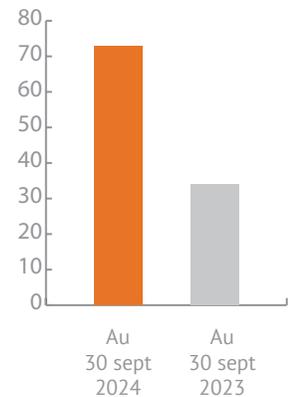
Les écarts susmentionnés se sont traduits par un bénéfice net de 73 millions de dollars pour la période se terminant le 30 septembre 2024, par rapport à un bénéfice net de 34 millions de dollars pour la même période de l'exercice précédent, ce qui représente un écart favorable de 39 millions de dollars.

Gestion de la dette

La dette nette est de 5 557 millions de dollars au 30 septembre 2024, soit une augmentation de 209 millions de dollars depuis le 31 mars 2024. En raison de la baisse des bénéfices d'exploitation, un endettement supplémentaire a été nécessaire pour financer les dépenses d'investissement dans les projets majeurs au cours de la période actuelle. Cette situation a été partiellement compensée par des variations positives du fonds de roulement, notamment des paiements accrus de la part des clients.

73 \$

Bénéfice net
(en millions de dollars)



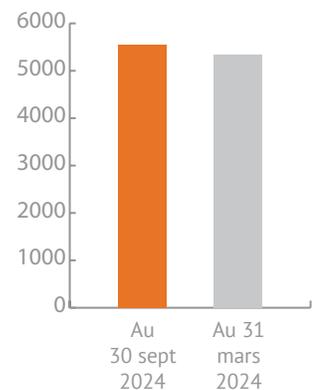
Dette nette consolidée

(en millions de dollars)

	Depuis le 30 juin 2024	Depuis le 31 mars 2024	Écart
Dette totale	6 104 \$	5 859 \$	245 \$
Trésorerie	9	10	(5)
Fonds d'amortissement	538	502	37
Dette nette totale	5 557 \$	5 347 \$	209 \$

5 557 \$

Dette nette totale
(en millions de dollars)



État cumulé des résultats

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 sept

	2024	2023	Écart
Produits			
Ventes d'électricité			
À l'intérieur de la province	767 \$	679 \$	88 \$
À l'extérieur de la province	233	699	(466)
Autres produits	51	44	7
Total des produits	1 051	1 422	(371)
Charges			
Combustible et achats d'énergie	513	755	(242)
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	295	282	13
Amortissement des immobilisation corporelles et incorporelles	199	173	26
Impôts	24	24	0
Total des charges d'exploitation	1 031	1 234	(203)
Bénéfice d'exploitation	20	188	(168)
Frais de financement et autres bénéfiques			
Charges financières	(154)	(155)	1
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	9	7	2
Gains non réalisés sur placements	58	(3)	61
Total des frais de financement et autres bénéfiques	(87)	(151)	64
Bénéfice net avant les variations des soldes réglementaires	(67)	37	(104)
Variation nette des soldes réglementaires	140	(3)	143
Bénéfice net	73 \$	34 \$	39 \$

Statistiques d'exploitation

Pour la période se terminant le 30 sept

	2024	2023	Écart
Ventes à l'intérieur de la province (GWh)	5 800	5 823	(23)
Degrés-jours de chauffage	763	852	(89)
Ventes à l'exportation (GWh)	2 141	6 034	(3 893)
Débits hydroélectriques inférieurs à la moyenne à long terme (%)	(16,0%)	14%	(30,0%)
Facteur de capacité de la CNPL (%)	2%	77%	(75,0%)
Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (%)	6,4%	1,4%	5,0%
Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (\$)	15	3	12

État consolidé de la situation financière

en millions de dollars (non vérifié)

	Au 30 sept 2024	Au 30 sept 2023	Au 31 mars 2024
Actifs			
Courants			
Trésorerie	9 \$	4 \$	10 \$
Débiteurs	321	289	412
Matières, fournitures et combustible	302	304	326
Charges payées d'avance	31	49	25
Actifs dérivés	31	47	29
Total des actifs courants	694	693	802
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	4 970	4 739	4 810
Fonds au titre du démantèlement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	998	886	941
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	538	511	502
Autres actifs non courants	100	185	125
Total des actifs non courants	6 606	6 321	6 378
Total des actifs	7 300	7 014	7 180
Solde réglementaire	1 047	1 018	907
Total des actifs et des soldes réglementaires	8 347 \$	8 032 \$	8 087 \$
Passifs et capitaux propres			
Passifs courants			
Dettes à court terme	862 \$	606 \$	570 \$
Créditeurs et intérêts courus	395	363	443
Tranche actuelle de la dette à long terme	200	350	50
Tranche actuelle de la dette de location	7	6	7
Passifs dérivés	27	69	57
Total des passifs courants	1 491	1 394	1 127
Passifs non courants			
Dettes à long terme	5 042	4 938	5 274
Dettes de location	38	38	39
Passif au titre du démantèlement et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 080	1 000	1 069
Autres passifs non courants	204	164	172
Total des passifs non courants	6 364	6 140	6 554
Total des passifs	7 855	7 534	7 681
Total des capitaux propres	492	498	406
Total des passifs et des capitaux propres	8 347 \$	8 032 \$	8 087 \$

État consolidé des flux de trésorerie

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 30 juin

	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	73 \$	34 \$
Ajustements pour réconcilier le bénéfice net avec les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation		
Coûts de financement	154	155
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, net des gains et pertes réalisés à la cession	198	173
Variation de la valeur de marché des produits dérivés	(4)	(11)
Variation nette des soldes réglementaires	(140)	1
Revenus des fonds de placement	(66)	(4)
Combustible nucléaire irradié	0	3
Variation nette des soldes de fonds de roulement hors trésorerie	80	51
Intérêts versés	(147)	(146)
Avantages postérieurs à l'emploi nets	(1)	(4)
Apports nets des clients	1	2
Variation des charges payées d'avance à long terme	0	1
Trésorerie des activités d'exploitation	148 \$	255 \$
Activités d'investissement		
Trésorerie investie dans les immobilisations corporelles, montant net des produits de cession	(346) \$	(223) \$
Dépenses de trésorerie liées au déclassement	(15)	(15)
Retraits des fonds de placement au titre du secteur nucléaire	0	7
Trésorerie pour les activités d'investissement	(361) \$	(231) \$
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme	- \$	200 \$
Remboursements d'emprunts	(50)	0
Augmentation de la dette à court terme	292	(191)
Versements dans le fonds d'amortissement	(32)	(31)
Retraits du fonds d'amortissement	5	0
Remboursement du capital sur l'obligation locative	(3)	(1)
Trésorerie générée par les activités de financement	212 \$	(23) \$
Trésorerie nette (sortie)	(1) \$	1 \$
Trésorerie, début de période	10	3
Trésorerie, fin de période	9 \$	4 \$