



# Bilan du deuxième trimestre

Depuis le début de l'année

Pour la période prenant fin le 30 septembre 2014



**Énergie NB Power**

# Faits saillants d'exploitation

## Le courant rétabli à 195 000 clients après la tempête post-tropicale Arthur

La tempête post-tropicale Arthur a duré 27 heures au cours de la fin de semaine du 5 au 6 juillet 2014 et a touché une zone étendue sur plus de 400 km du Nouveau-Brunswick, certaines parties de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. Avec des vents forts à plus de 100 km à l'heure et 143 mm de pluie, Arthur a été de loin la tempête la plus dévastatrice de l'histoire d'Énergie NB avec un coût total de 23 millions de dollars.

Des milliers d'arbres se sont effondrés sur les lignes électriques et les poteaux, endommageant le réseau de transport et de distribution d'Énergie NB. Ce réseau comprend des lignes à haute tension qui transportent l'électricité entre les communautés et les lignes secondaires qui alimentent les maisons et les entreprises. Les fortes pluies et le niveau d'eau élevé dans la rivière ont bloqué et ruiné des routes. En raison de la gravité et de la complexité des dommages, les réparations ont pris beaucoup plus de temps dans la plupart des cas.

Lors de 5 900 incidents distincts de pannes, environ 195 000 clients, c'est-à-dire 60 pour cent de la clientèle d'Énergie NB, ont été touchés par les dégâts de la tempête. Plus de 75 000 clients ont été touchés par des pannes multiples. Les zones les plus touchées de la province étaient Fredericton, Rothesay, St. Stephen, Woodstock et Miramichi.

Pour plus de deux semaines, environ 300 équipes d'Énergie NB, accompagnées d'équipes d'Hydro-Québec, de la Central Maine Power, d'Emera Maine, d'Énergie Edmundston, de Saint John Energy, de Maritime Electric et de JD Irving Ltd., ont travaillé, en toute sécurité, pendant toutes les heures de clarté afin d'enlever les arbres et de rétablir le plus grand nombre de clients que possible. Tous les clients qui n'avaient pas eu de dommages et qui pouvaient être rétablis, l'ont été par le 14 juillet 2014. La majorité de ces clients (80 pour cent) furent rétablis dans les cinq jours suivant Arthur.

## Énergie NB dépose son plan décennal auprès de la Commission de l'énergie et des services publics

Énergie NB a déposé son plan stratégique, financier et de dépense en immobilisations pour les dix prochaines années auprès de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) du Nouveau-Brunswick en septembre en vertu d'une exigence de la *Loi sur l'électricité*.

Ce document explique à la population du Nouveau-Brunswick les principaux éléments de notre planification, de notre prévision des charges, des effets de notre stratégie de réduction et de déplacement de la demande, et, l'aspect le plus important pour nos clients, notre prévision de maintenir des tarifs bas et stables au cours de la prochaine décennie.

## Énergie NB élabore un plan à long terme en matière d'approvisionnement énergétique

En juillet, Énergie NB a publié le Plan intégré des ressources (PIR) - un document de planification stratégique qui identifie comment le service public répondra à la demande prévue en électricité au cours des 25 prochaines années. Chaque itération du PIR impliquera l'apport des clients de l'entreprise de service public et sera soumise à la Commission de l'énergie et des services publics.

Le processus du PIR est un outil de planification à long terme qui est la norme dans les services publics. Alors que le PIR est prévu pour 25 ans, Énergie NB actualise le plan à tous les trois ans afin de tenir compte des nouvelles technologies, des changements de la demande des clients et des prévisions du prix des combustibles.

L'élaboration du PIR a nécessité une analyse en profondeur dans les trois domaines principaux suivants :

1. Les considérations relatives à la demande et à l'efficacité énergétique ainsi que les considérations relatives à l'approvisionnement;
2. La fiabilité et la stabilité de l'approvisionnement;
3. Les considérations relatives aux politiques et aux règlements, notamment favoriser le développement de projets locaux d'énergie renouvelable de petite envergure afin d'atteindre l'objectif de 40 % de la Norme de portefeuille renouvelable.

## Le Plan d'efficacité électrique complété

Un plan d'efficacité électrique de trois ans visant à maximiser les avantages à court terme et à établir une fondation solide pour investir davantage dans l'efficacité électrique à l'avenir fut finalisé au cours du trimestre. Le Plan nécessite un investissement de 57 millions de dollars dans des programmes d'efficacité électrique et il permettra d'économiser 106 gigawattheures et 18 mégawatts d'électricité annuellement d'ici 2016-2017, ce qui équivaut à la consommation annuelle de 6 500 ménages.

## Le rendement constant de la centrale de Point Lepreau continue de susciter une forte production

Depuis son retour à l'exploitation suivant l'arrêt d'entretien du premier trimestre, la centrale de Point Lepreau a fonctionné à 100 cent pour cent de la puissance du réacteur, fournissant environ 660 mégawatts au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. À la fin de ce trimestre, la centrale a été connectée au réseau électrique pendant 90 jours consécutifs depuis la fin de l'arrêt d'entretien achevé, avec un facteur de capacité nette de 99,66 pour cent.

*Pour plus de plus amples renseignements sur l'un des faits saillants d'exploitation ci-dessus, veuillez cliquer sur l'hyperlien approprié dans parmi les titres ci-dessus si celui-ci est disponible.*

# Faits saillants financiers<sup>1</sup>

L'information fournie dans le présent bilan comporte des écarts par rapport aux résultats financiers d'une année à l'autre pour la période cumulative. L'information financière présentée dans le bilan est une version abrégée et condensée des états financiers, qui ont fait l'objet d'une vérification, et contient des estimations financières sujettes à changement. Cette information doit être consultée conjointement avec les états financiers vérifiés.

## Depuis le début de l'exercice

### Flux de trésorerie disponible<sup>2</sup> et changement de la dette nette<sup>3</sup>

Le flux de trésorerie disponible cumulatif était de 37 million de dollars, comparativement à 5 millions de dollars pour l'exercice précédent. L'écart positif de 32 millions de dollars est attribuable à la diminution des créances et une augmentation des comptes créditeurs pendant l'exercice 2014-2015, et partiellement contrebalancé par des dépenses en immobilisations plus élevées. Le flux de trésorerie disponible cumulatif de 37 million de dollars se traduit dans la réduction de la dette nette (dette nette de 4 982 millions de dollars au 30 septembre 2014, comparativement à 5 018 millions de dollars au 31 mars 2014).

### Nette (perte)

Énergie NB a enregistré une perte nette de 19 million de dollars pour la période, comparativement à une perte nette de 17 million de dollars pour la même période en 2013-2014. La section suivante explique l'écart défavorable de 2 millions de dollars.

#### Revenues

*Les recettes générées dans la province* ont augmenté de 24 million de dollars comparativement à la même période en 2013-2014, principalement en raison de températures plus froides au printemps 2014, l'effet de l'augmentation de deux pour cent des tarifs du mois d'octobre 2013 et une augmentation des ventes résidentielles en valeur corrigée des aléas climatiques.

*Les recettes générées à l'extérieur de la province* ont augmenté de deux (2) million de dollars comparativement à la même période en 2013-2014 en raison d'une augmentation des prix d'exportation et partiellement contrebalancée par une diminution des volumes.

#### Charges

*Les charges en carburant et en achat d'énergie* ont augmenté de 26 millions de dollars comparativement à la même période en 2013-2014 principalement en raison d'une augmentation de l'ensemble des coûts de production compte tenu des flux hydrauliques plus bas en 2014-2015 et l'arrêt d'entretien prévu à la centrale de Point Lepreau, partiellement contrebalancés par la diminution de l'ensembles des volumes nécessaires.

*Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA)* ont augmenté de 19 million de dollars comparativement à la même période en 2013-2014 principalement en raison de l'augmentation des coûts de l'arrêt d'entretien prévu à la centrale de Point Lepreau et les coûts associés à la tempête post-tropicale Arthur, partiellement contrebalancés par la diminution des coûts liés aux avantages de retraite suivant la conversion au modèle de régime de retraite à risques partagés.

*Les charges d'amortissement et de déclassement* ont augmenté de 10 million de dollars comparativement à la même période en 2012-2013 principalement en raison du remplacement des réverbères avec des lumières DEL, et la radiation de la technologie et de l'équipement de production obsolètes.

*Les fonds d'amortissement et autres revenus de placement* ont augmenté de 20 million de dollars, principalement en raison de la hausse du bénéfice du fonds de fiducie nucléaires et des fonds d'amortissement.

<sup>1</sup> Certains chiffres correspondants des exercices antérieurs ont été retraités pour tenir compte des ajustements apportés aux résultats de la période ultérieure à l'émission du rapport trimestriel de l'exercice précédent.

<sup>2</sup> Le flux de trésorerie disponible désigne le flux de trésorerie disponible pour les activités d'exploitation et d'investissement.

<sup>3</sup> La dette nette comprend la dette à court terme, le montant de la tranche à long terme de la dette et la dette à long terme, les fonds d'amortissement et la trésorerie.

# État cumulé des résultats

en millions de dollars  
(Non vérifié)

	six mois terminés le 30 septembre		
	2014	2013	Écart
<b>Revenus</b>			
à l'intérieure de la province	553 \$	529 \$	24 \$
à l'extérieure de la province	140	138	2
Revenus divers	36	38	(2)
	<b>729</b>	<b>705</b>	<b>24</b>
<b>Charges</b>			
Combustible et achats d'énergie	267	241	26
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	253	234	19
Amortissement et mise hors service / déclassement	123	113	10
Impôts	18	18	0
Reports réglementaires	37	35	2
Frais de financement	98	102	(4)
Fonds d'amortissement et autres investissements	(41)	(21)	(20)
Valeur de marché des placements détenus à des fins de transactions	(7)	-	(7)
	<b>748</b>	<b>722</b>	<b>26</b>
<b>Bénéfice net (perte)</b>	<b>(19) \$</b>	<b>(17) \$</b>	<b>(2) \$</b>

# Bilan cumulé

en millions de dollars  
(Non vérifié)

Actif	Au 30 sept. 2014	Au 30 sept. 2013	Au 31 mars, 2014
<b>Actifs à court terme</b>			
Trésorerie et placements à court terme	1 \$	2 \$	\$3 \$
Comptes débiteurs	160	161	305
Matières, fournitures et combustible	210	215	211
Charges payées d'avance	29	28	8
Tranche à court de créances à long terme	-	-	1
Tranche à court terme des reports réglementaires	21	20	21
Tranche à court terme des actifs dérivés	164	24	132
	585	450	681
Immobilisations corporelles	4 092	4 054	4 072
Actif à long terme et autres	2 175	2 074	2 110
<b>Actif Total</b>	<b>6 852 \$</b>	<b>6 578 \$</b>	<b>\$6 863 \$</b>

## Passif et Capitaux propres

<b>Passif à court terme</b>			
Dettes à court terme	820 \$	861 \$	858 \$
Créditeurs et intérêts courus	251	215	282
Tranche à court terme de la dette à long terme	100	-	-
Tranche à court terme des passifs dérivés	21	3	13
	1 192	1 079	1 153
Dettes à long terme	4 470	4 549	4 567
Dettes à long terme	760	698	744
Capitaux propres	430	252	399
<b>Passif et Capitaux propres total</b>	<b>6 852 \$</b>	<b>6 578 \$</b>	<b>6 863 \$</b>

# État cumulé des flux de trésorerie

en millions de dollars  
(Non vérifié)

six mois terminés le 30 septembre

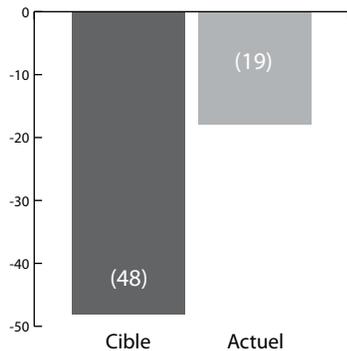
Activités d'exploitation	2014	2013
Nette (perte) de l'exercice	(19) \$	(17) \$
Montants n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	134	144
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(4)	(13)
Dépenses passifs liées au déclassement	(41)	(8)
Paiements des allocations de retraite	(5)	-
Variation nette hors trésorerie du fonds de roulement	96	(21)
	<b>161 \$</b>	<b>85 \$</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du contribution des clients	(124)	(80)
	<b>(124)</b>	<b>(80)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Remboursement de la dette	-	(382)
Produit des obligations de la dette à long terme	-	180
Versement au fonds d'amortissement et bénéfices	-	(1)
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	(38)	200
	<b>(38) \$</b>	<b>(3) \$</b>
Rentrées (sorties) nettes	(1)	2
Trésorerie au début	2	-
<b>Trésorerie à la fin</b>	<b>1 \$</b>	<b>2 \$</b>

# Indicateurs de rendements clés

L'une des trois stratégies clés du plan stratégique d'Énergie NB est qu'Énergie NB se situe dans le quartile supérieur par rapport aux entreprises d'électricité publiques et privées en Amérique du Nord. Les objectifs indiqués dans les diagrammes ci-dessous sont des objectifs en cours d'année visant à atteindre notre objectif final d'exécutant de quartile supérieur. Ces indicateurs de rendement clés ont été choisis pour refléter nos principaux domaines d'intérêt: les résultats financiers, la fiabilité et la sécurité. Ces mesures depuis le début de l'exercice seront suivies tous les trimestres.

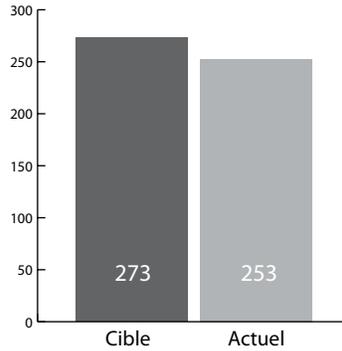
## Résultats financiers

**Bénéfice Net (perte) (\$ millions)**



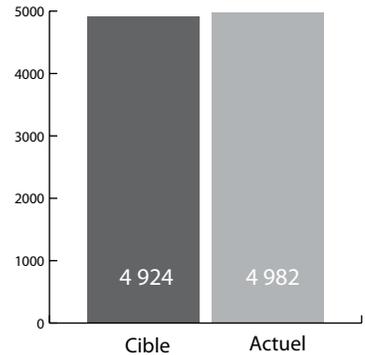
Le bénéfice net (perte) est une mesure de notre rentabilité

**EEA (\$ millions)**



Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) sont en grande partie contrôlables par la direction à moyen terme et sont une mesure importante de la réussite financière.

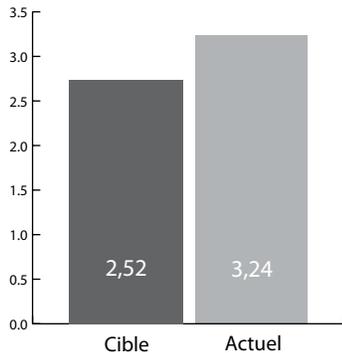
**Dettes Nettes (\$ millions)**



La dette nette comprend la dette à court terme, le montant de la tranche à long terme de la dette et la dette à long terme, les fonds d'amortissement et la trésorerie.

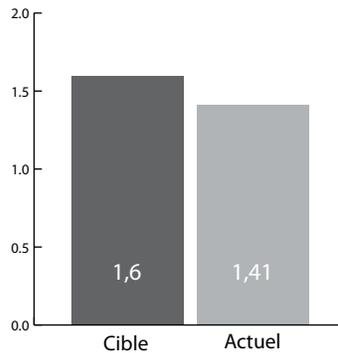
## Fiabilité

**SAIDI**



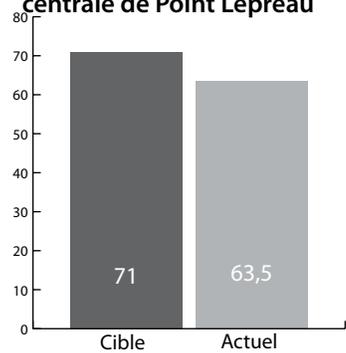
SAIDI (l'indice de la durée moyenne des pannes sur le réseau) est un indice de norme des entreprises de services publics qui mesure la durée moyenne totale des pannes.

**SAIFI**



SAIFI (l'indice de la fréquence des pannes sur le réseau) représente le nombre moyen d'interruptions par client du réseau de distribution par année.

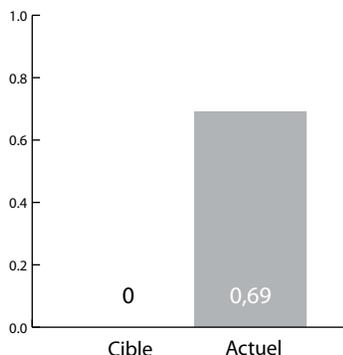
**Facteur de capacité (%) de la centrale de Point Lepreau**



Le facteur de capacité est la quantité totale d'énergie produite par Point Lepreau pendant l'année divisée par la quantité d'énergie que la centrale pourrait produire au maximum de sa capacité.

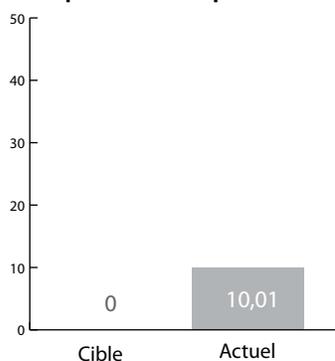
## Sécurité

**Taux de fréquence de la totalité des blessures**



Le taux de fréquence de la totalité des blessures est un résumé de toutes les blessures par 200 000 heures travaillées.

**Taux de la gravité des blessures avec perte de temps**



Le taux de gravité des blessures entraînant une perte de temps de travail correspond au nombre total de jours de travail perdus par 200 000 heures travaillées.