

Énergie NB Rapport trimestriel

Depuis le début de l'année



Énergie NB Power

Pour la période prenant fin le 30 Septembre 2012

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU PRÉSIDENT – DIRECTEUR GÉNÉRAL

Dans la lettre du mandat de l'actionnaire du 26 janvier 2011, la province du Nouveau-Brunswick a demandé à Énergie NB de mettre à jour des états financiers à la disposition du public sur une base trimestrielle. Ce rapport trimestriel contient des faits saillants financiers non vérifiés et examine les principaux facteurs qui ont un impact sur les résultats financiers et d'exploitation du Groupe d'Énergie NB.

L'information fournie comprend les écarts financiers d'un exercice à l'autre pour le début de l'année (avril à juin). Les renseignements financiers contenus dans le rapport n'ont pas été vérifiés et ils contiennent des estimations financières qui sont sujettes à changement. Les états financiers vérifiés pour l'exercice terminé le 31 mars 2012 sont disponibles sur le site d'Énergie NB (www.energienb.com).

À l'automne 2011, en réponse à la lettre du mandat de l'actionnaire, le Conseil d'administration et la direction d'Énergie NB ont élaboré un plan stratégique de 30 ans. Ce plan, qui est le fondement de tous les plans d'affaires, les décisions d'investissement et les initiatives d'affaires d'Énergie NB, énonce les trois stratégies suivantes:

1. Énergie NB a pour objectif de devenir un exécutant quartile supérieur par rapport aux services publics et privés en Amérique du Nord.
2. La réduction systématique de la dette pour s'assurer qu'Énergie NB soit dans une position financière pour investir dans la nouvelle production qui va assurer la stabilité des tarifs pour le Nouveau-Brunswick.
3. Investir dans la technologie, éduquer les clients et inciter la consommation qui va réduire et déplacer la demande (REDD) d'électricité et finalement différer les investissements des générations futures.

Les résultats opérationnels et financiers contenus dans ce rapport soulignent les initiatives qui serviront à assurer la mise en œuvre des stratégies énoncées dans le plan stratégique et les indicateurs de rendement clé à la fin du rapport reflètent les progrès à ce jour.



Ed Barrett
Président du conseil d'administration d'Énergie NB



Gaëtan Thomas
Président – Directeur Général



Ce rapport trimestriel public présente les résultats financiers et d'exploitation pour le groupe d'entreprises d'Énergie NB qui comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille d'Énergie NB et ses entreprises d'exploitation filiales (collectivement le groupe d'Énergie NB ou le groupe). Les filiales comprennent:

- *Production Énergie Nouveau-Brunswick*
 - *y compris Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick et Mine Reclamation Inc. (anciennement NB Coal Limited);*
- *Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick;*
- *Transport Énergie Nouveau-Brunswick; et*
- *Distribution et Service à la clientèle Nouveau-Brunswick.*

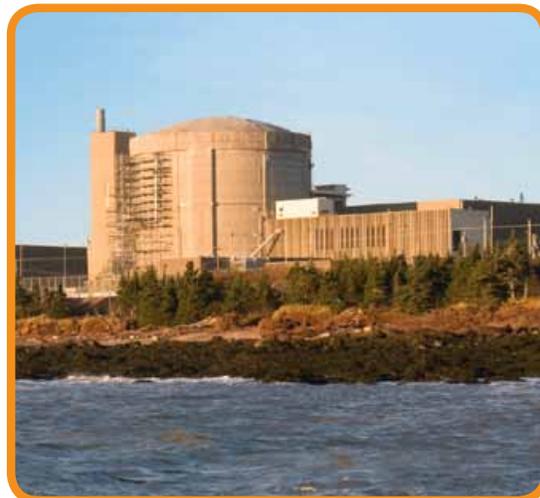
FAITS SAILLANTS D'EXPLOITATION

Mise à jour sur la centrale de Point Lepreau

Suite la fin du trimestre, le 23 octobre 2012, la centrale de Point Lepreau a été synchronisée, avec succès, au réseau électrique du Nouveau-Brunswick pour la première fois depuis 2008, produisant de l'électricité pour les foyers et les entreprises du Nouveau-Brunswick.

Plus récemment, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a annoncé son approbation pour qu'Énergie NB puisse augmenter la puissance du réacteur à la centrale de Point Lepreau au-dessus de 35 pour cent de sa pleine capacité. Cette approbation est la dernière étape importante de réglementation avant qu'Énergie NB puisse permettre à la centrale remise à neuf, d'être disponible pour l'expédition commerciale.

Une fois de retour au service, la centrale jouera un rôle important pour l'entreprise de service public en assurant que les tarifs à long terme demeurent compétitifs et stables pour les Néo-Brunswickois, tout en contribuant à l'objectif provincial d'avoir jusqu'à 75 pour cent de l'électricité consommée au Nouveau-Brunswick provenant de sources propres et renouvelables ou non polluantes par 2020. La centrale de 660 mégawatts va contribuer à la charge de base du réseau électrique du Nouveau-Brunswick, produisant suffisamment d'électricité pour alimenter plus de 333 000 foyers par année pour les 25 à 30 prochaines années.



Programme de réverbères DEL

Juste après la fin du trimestre, le 11 octobre 2012, Énergie NB a annoncé qu'elle se lançait dans un programme ambitieux destiné à remplacer environ 72 000 réverbères avec l'éclairage plus fiable et plus efficace des diodes électroluminescentes (DEL). Ce programme devrait permettre d'économiser 27 millions de kilowattheures en électricité par année. C'est la première composante majeure de notre stratégie récente de la réduction et déplacement la demande (REDD) visant à maintenir des tarifs bas et stables pour les clients en minimisant la nécessité de construire de nouvelles installations de production d'électricité à l'avenir.

L'analyse de rentabilisation positive pour les DEL s'ajoute à une économie globale de 6 millions de dollars au courant des 20 prochaines années. Malgré qu'elles soient plus coûteuses à l'achat, les DEL sont plus économiques à exploiter, car elles utilisent environ la moitié de l'électricité nécessaire pour les réverbères de sodium à haute pression qu'Énergie NB utilise présentement dans toute la province. La technologie DEL est plus fiable et a une durée de vie beaucoup plus longue; environ 20 ans par rapport à la période actuelle de six ans pour l'éclairage de sodium à haute pression, ce qui signifie moins de frais d'entretien et d'installation. En outre, les avantages environnementaux sont également importants. Lorsque toutes les nouvelles lumières DEL soient installées, le Nouveau-Brunswick va profiter d'une réduction des gaz à effet de serre d'environ 324 000 tonnes au courant des 20 prochaines années, un montant qui équivaut à retirer 3 000 voitures de la circulation.



Mise à jour sur la centrale de Dalhousie

Le 27 septembre 2012, Énergie NB a annoncé que la centrale de Dalhousie fermerait ses portes pour de bon. Au cours des deux dernières années, Énergie NB a effectué un examen en collaboration avec la province du Nouveau-Brunswick pour trouver des options pour soutenir le fonctionnement de la centrale. Cet examen comprenait une évaluation des sources potentielles de carburant de remplacement et une recherche d'expression d'intérêt provenant de nouveaux exploitants. Les résultats de l'examen de deux ans ont conclu que l'exploitation continue de la centrale de Dalhousie n'est plus économiquement viable.

Au cours de la première année de la mise hors service, Énergie NB procédera à une étude d'Impact environnemental complète. Les 25 derniers employés de la centrale vont continuer de travailler à la centrale pendant la période de mise hors service, ce qui devrait prendre environ quatre ans. Ces employés seront progressivement réaffectés au sein de l'organisation d'Énergie NB une fois ce travail terminé.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

L'information fournie dans ce rapport inclue les écarts financiers d'un exercice à l'autre pour la période depuis le début de l'année. Les renseignements financiers contenus dans le rapport comprennent des états financiers condensés et abrégés, qui n'ont pas été vérifiés et contient des estimations financières qui sont sujettes à changement¹. Cette information financière devrait être lue conjointement avec les états financiers vérifiés pour l'exercice terminé le 31 mars 2012.

Depuis le début de l'exercice ?

Le groupe Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 46 millions de dollars pour la période, comparativement à 72 millions de dollars pour la même période en 2011-2012. La diminution de 26 millions de dollars du bénéfice est en grande partie en raison de :

Produits

Les produits à l'intérieur de la province ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 principalement attribuable à l'augmentation des revenus industriels en partie compensé par une température plus chaude et la diminution des ventes résidentielles.

Les produits à l'extérieure de la province ont diminué de 4 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012. Ceci est principalement en raison de la fin prévue d'un contrat important en 2011-2012 et partiellement compensé par une hausse des prix et des volumes à l'exportation.

Les produits divers ont augmenté de 13 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 principalement en raison d'un gain sur la vente d'actifs à Énergie Edmundston. Cet accord comprend un contrat d'achat d'électricité pour une période de 20 ans où Énergie NB achète 100 pour cent de la production d'Énergie Edmundston à partir de ses installations de production hydroélectrique et un accord d'approvisionnement en énergie où Énergie NB fournit 100 pour cent des besoins d'Énergie Edmundston pour les 20 prochaines années.

Charges

Les coûts de combustible ainsi que les charges d'achat d'énergie et de transport ont augmenté de 72 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 en raison principalement de la hausse des coûts de production globaux en raison d'une diminution en production hydroélectrique, un arrêt de service prolongé à Belledune en 2012-2013, et les achats additionnels d'énergie renouvelable.

Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) ont augmenté de 22 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 principalement en raison de l'augmentation des charges de retraite en 2012-2013 qui peut être attribué aux conditions des marchés financiers et l'augmentation des services embauchés et de la main-d'œuvre liés au retour au service de la centrale de Point Lepreau.

La charge d'amortissement et de déclassement a diminué de 24 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 principalement en raison de l'ajustement des coûts de démantèlement de la centrale de Grand Lac en 2011-2012 et de l'amortissement de la centrale de Dalhousie en 2011-2012.

Le report réglementaire a augmenté de 10 millions de dollars en raison d'une augmentation des coûts de la période.

Les frais de financement ont diminué de 12 millions de dollars, principalement attribuable à la diminution des niveaux d'endettement (autres que la dette associée à des projets d'immobilisations en cours) et la diminution des taux d'intérêt à long terme.

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéficiaires ont diminué de 10 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 en raison de la diminution du bénéfice en 2012-2013.

Évolution de l'endettement²

Alors que l'entreprise des services publics continue à faire des investissements à long terme, la dette en date du 30 septembre 2012, était de 4 673 millions de dollars par rapport à 4 533 millions de dollars en date du 31 mars 2012. Cette augmentation de 140 millions de dollars est principalement attribuable aux dépenses en capital du projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et a été partiellement compensée par les flux de trésorerie positifs provenant des activités d'exploitation.

¹Certaines données comparatives ont été retraitées pour tenir compte des ajustements apportés aux résultats de la période après que le rapport trimestriel de l'année précédente fut publié.

²La dette comprend la dette à court terme, la tranche de la dette à long terme et dette à long terme.

**État Cumulé des résultats
en millions de dollars
(Non vérifié)**

	Six mois terminés le 30 septembre		
	2012	2011	Écart
Produits			
à l'intérieure de la province	537\$	534\$	3\$
à l'extérieure de la province	106	110	(4)
Produits liés au transport	41	42	(1)
Produits divers	39	26	13
	723\$	712\$	11\$
Charges			
Combustible et achats d'énergie	335\$	263\$	72\$
Frais de transport	40	41	(1)
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	220	198	22
Amortissement et mise hors service / déclassement	90	114	(24)
Impôts	20	20	0
Reports réglementaires	(84)	(74)	(10)
Frais de financement	40	52	(12)
	661\$	614\$	47\$
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	62	98	(36)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	16	26	(10)
Bénéfice net	46\$	72\$	(26)\$

**État cumulé des résultats
en millions de dollars
(Non vérifié)**

<i>Actif</i>	Au 30 septembre 2012	Au 30 septembre 2011	Au 31 mars 2012
Actifs à court terme			
Trésorerie et placements à court terme	1\$	2\$	4\$
Comptes débiteurs	176	176	263
Matières, fournitures et combustible	222	276	221
Charges payées d'avance	34	40	15
Tranche à court de créances a long terme	1	0	0
Tranche à court terme des actifs dérivés	0	5	0
	434\$	499\$	503\$
Immobilisations corporelles	4 043\$	3 846\$	3 909\$
Actif à long terme et autres	1 735\$	1 468\$	1 594\$
Actif total	6 212\$	5 813\$	6 006\$
<i>Passif et Capitaux propres</i>			
Passif à court terme			
Dette à court terme	745\$	626\$	583\$
Créditeurs et Intérêts courus	258	185	264
Tranche à court terme de la dette à long terme	630	363	481
Tranche à court terme des passifs dérivés	35	3	77
	1 668\$	1 177\$	1 405\$
Dette à long terme	3 298\$	3 527\$	3 469\$
Passif reporté	684\$	668\$	678\$
Capitaux propres	562\$	441\$	454\$
	6 212\$	5 813\$	6 006\$

**État cumulé des flux de trésorerie
en millions de dollars
(Non vérifié)**

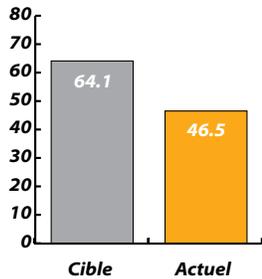
	Six mois terminés le 30 septembre	
	2012	2011
<i>Activités d'exploitation</i>		
Bénéfice net de l'exercice	46\$	72\$
Montants n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	93	125
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(12)	(11)
Dépenses passifs liées au déclassement	(7)	(6)
Charges reportées	(1)	-
Reports réglementaires excluant les ajustements à la valeur de marché	(106)	(93)
Variation nette hors trésorerie du fonds de roulement	60	(18)
	73\$	69\$
<i>Activités d'investissement</i>		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du contribution des clients	(209)	(133)
	(209)\$	(133)\$
<i>Activités de financement</i>		
Remboursement de la dette	(23)	(208)
Produit des obligations de la dette à long terme	0	130
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	162	143
Dividendes payés	(6)	(8)
	133\$	57\$
Rentrées (sorties) nettes	(3)	(7)
Trésorerie au début	4	9
Trésorerie à la fin	1\$	2\$

INDICATEURS DE RENDEMENT 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. Grâce à la mesure du rendement par rapport au quartile supérieur des entreprises d'électricité publiques et privées en Amérique du Nord, Énergie NB va fournir la production et la prestation la plus économique à ses clients.

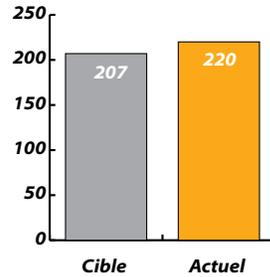
Devenir un exécutant de quartile supérieur est un objectif de moyen à long terme. Le conseil et la direction d'Énergie NB ont établi des mesures pour cet exercice afin de diriger l'entreprise vers ces cibles à moyen et à long terme. Le délai pour devenir un exécutant de quartile supérieur varie selon l'indicateur de rendement clé. 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 sécurité et la fiabilité. Ces mesures depuis le début de l'exercice seront suivies tous les trimestres.

Bénéfice net (\$ millions)



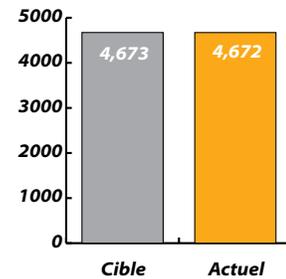
Le bénéfice net est une mesure de notre rentabilité.

EEA (\$ millions)



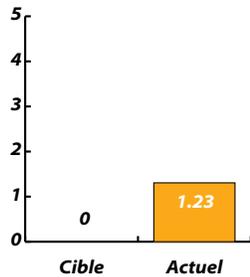
Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) sont en grande partie contrôlables par la direction à moyen terme et sont une mesure importante de la réussite financière.

Dettes nettes (\$ millions)



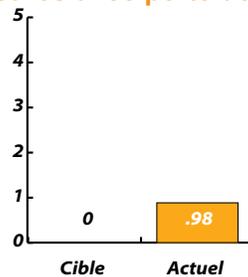
Le montant total de l'encours de la dette à court et à long terme moins les frais de la dette différée et de trésorerie.

Taux de fréquence de la totalité des blessures



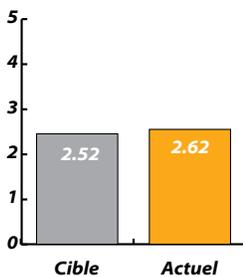
Le taux de fréquence de la totalité des blessures est un résumé de toutes les blessures par 200 000 heures travaillées.

Taux de gravité des blessures avec perte de temps



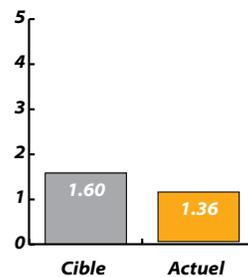
Le taux de gravité des blessures entraînant une perte de temps de travail correspond au nombre total de jours de travail perdus par 200 000 heures travaillées.

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.

Fiabilité – 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.