

ÉTATS FINANCIERS  
2008/09

## Introduction

La discussion et l'analyse de gestion passe en revue les résultats financiers et d'exploitation pour l'exercice financier prenant fin le 31 mars 2009, comparativement à l'exercice précédent. La présente section doit être lue parallèlement aux états financiers cumulés et aux notes afférentes, aussi bien que l'aperçu statistique.

# DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

## Entreprises identifiées dans les états financiers cumulés

Les états financiers cumulés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie NB et ceux de ses sociétés d'exploitation :

- La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB), qui comprend
  - La Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (Coleson Cove),
  - NB Coal Limited (NB Coal)
- La Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)
- La Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB)
- La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB),

*Collectivement, on les désigne sous l'appellation Énergie NB, Groupe Énergie NB, le groupe ou la Corporation.*

## Contenu de la discussion et de l'analyse de gestion

Sujets	Buts
Facteurs de rendement financier et d'exploitation	Description de l'incidence des facteurs contribuant aux écarts de bénéfice.
Rendement financier	Description des résultats financiers importants de l'année.
Activités importantes	Mettre en évidence les activités importantes ayant eu une incidence sur le bilan et sur les recettes au cours de la dernière année.
Résultats financiers d'exploitation	Description des résultats financiers d'exploitation de 2008/09, y compris l'analyse de l'écart d'un exercice financier à l'autre.
Reportis réglementaires	Description de l'incidence des reportis réglementaires.
Instruments financiers	Décrit l'incidence des instruments financiers sur les résultats financiers.
Liquidités et ressources en capital	Description des changements apportés en matière de liquidité et de ressources en capital.
Conventions comptables essentielles	Description des modifications apportées aux politiques comptables et de leur incidence.
Principales estimations comptables	Description des estimations calculées et de leur incidence sur le bénéfice.

## Introduction

La présente section décrit la raison pour laquelle les bénéfices avant les impôts du Groupe Énergie NB sont sujets à d'importants écarts dans le cours normal de l'exploitation.

# FACTEURS DE RENDEMENT FINANCIER ET D'EXPLOITATION

## Incidence des facteurs de rendement financier et d'exploitation

Bon nombre des facteurs qui influent sur le bénéfice avant les impôts échappent à l'emprise de la direction. Ces facteurs créent d'importants écarts de résultats d'un exercice à l'autre, étant donné qu'ils ont une incidence sur le coût de production ou la compétitivité des prix dans les marchés d'exportation.

## Facteurs qui influent sur le rendement financier ou d'exploitation

Il s'agit des facteurs qui influent sur la variabilité du bénéfice d'Énergie NB. Le tableau ci-dessous indique comment chaque facteur influence la variabilité du bénéfice et des dépenses.

Facteur	Description
Production d'électricité à partir du mazout lourd	<p>Le mazout lourd, qui est sujet aux fluctuations du marché, représente</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>environ de 10 à 15 % de l'approvisionnement total,</li> <li>de 15 à 20 % des coûts de combustible et d'électricité achetée.</li> </ul> <p>En 2008/09, le marché était plutôt instable en raison du prix du mazout lourd, qui avait atteint un niveau inégalé, soit plus de 110 \$/bbl (USD) en juillet 2008, puis qui a chuté de façon spectaculaire en septembre pour finalement atteindre à la fin de l'année environ 40 \$/bbl (USD).</p> <p>Pour réduire son exposition à court et à moyen termes aux variations du prix du mazout lourd, le Groupe couvre 18 mois à l'avance ses besoins en mazout lourd prévus pour la province et pour ses exportations garanties.</p>
Taux de change	<p>Énergie NB est exposé à des risques liés aux taux de change quand les achats de combustible et d'énergie, qui se font en devises américaines, dépassent le bénéfice en devises américaines.</p> <p>Au cours de la dernière année, le dollar canadien était plutôt instable. La valeur du dollar canadien comparativement au dollar américain est passé de 1,00 en mai 2008 à 0,77 en mars 2009. Cette instabilité a été observée surtout à l'automne 2008.</p> <p>Énergie NB conclut des contrats d'achat 18 mois à l'avance pour les besoins en devises américaines, déduction faite des revenus prévus en devises américaines.</p>
Production d'électricité à partir du charbon	<p>Représente</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>environ de 20 à 25 % de la production totale,</li> <li>de 15 à 20 % des coûts de combustible et d'électricité achetée. Ceci a beaucoup augmenté au cours de la dernière année.</li> </ul> <p>Le charbon est acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux.</p>
Contrats d'électricité achetée produite au gaz naturel	<p>Représente</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>environ de 5 à 10 % de la production totale, mais</li> <li>environ de 15 à 20 % des coûts du combustible et d'électricité achetée.</li> </ul> <p>Étant donné que le prix des contrats d'électricité d'Énergie NB est fondé en partie sur le prix du gaz naturel, pour gérer cette exposition, le Groupe conclut des contrats d'achat 18 mois à l'avance.</p>

Facteur	Description						
Achats à court terme d'énergie	<p>Représente</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• environ de 20 à 25 % des besoins d'approvisionnement totale,</li> <li>• environ de 35 à 40 % des coûts du combustible et d'électricité achetée.</li> </ul> <p>Selon le prix mondial du pétrole, de l'énergie à moindre coût est achetée pour remplacer la production interne au mazout. Énergie NB conclut des contrats d'achat pour couvrir ses besoins prévus en énergie 18 mois à l'avance.</p>						
Marges à l'extérieur de la province	<p>La place du Groupe dans le marché régional de l'énergie dépend des prix. Normalement,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'énergie produite à moindre coût est utilisée dans la province et</li> <li>• l'énergie à coût plus élevée, souvent produite avec du mazout lourd, et qui n'est concurrentielle aux marchés de l'extérieur de la province que si son coût marginal est inférieur à ceux du marché, peut être vendue à l'extérieur de la province.</li> </ul> <p>Les prix du marché dépendent du coût de la production à partir du gaz naturel. La quantité d'énergie vendue par Énergie NB dépend plus ou moins du rapport entre</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• le prix mondial de gaz et</li> <li>• celui du mazout lourd.</li> </ul> <p>Le groupe fixe les marges quand il vend à l'avance, lorsqu'il n'est pas limité par les conditions d'exploitation.</p>						
Production hydroélectrique	<p>Il s'agit du combustible le moins cher utilisé par Énergie NB pour produire de l'électricité. Elle représente généralement de 15 à 20 % de la production totale. Le tableau ci-dessous indique comment les niveaux d'eau peuvent augmenter ou baisser les coûts de production.</p> <table border="1" data-bbox="568 902 1419 1067"> <thead> <tr> <th data-bbox="568 902 917 946">Lorsque les niveaux d'eau sont</th> <th data-bbox="917 902 1419 946">Énergie NB</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="568 946 917 998"><i>plus bas que prévus</i></td> <td data-bbox="917 946 1419 998"><i>utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.</i></td> </tr> <tr> <td data-bbox="568 998 917 1067"><i>plus hauts que prévus</i></td> <td data-bbox="917 998 1419 1067"><i>réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.</i></td> </tr> </tbody> </table> <p>La production nette d'hydroélectricité comme pourcentage de la moyenne à long terme au cours des dix dernières années est passé de 70 à 120 % de la moyenne à long terme.</p>	Lorsque les niveaux d'eau sont	Énergie NB	<i>plus bas que prévus</i>	<i>utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.</i>	<i>plus hauts que prévus</i>	<i>réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.</i>
Lorsque les niveaux d'eau sont	Énergie NB						
<i>plus bas que prévus</i>	<i>utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.</i>						
<i>plus hauts que prévus</i>	<i>réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.</i>						
Production d'énergie nucléaire	<p>Durant les années précédentes, la production nucléaire représentait jusqu'à 25 % de la production totale par l'entremise de la centrale de Point Lepreau, dont l'exploitation efficace est essentielle au bon rendement financier d'Énergie NB.</p> <p>Le 28 mars 2008, la centrale de Point Lepreau a entamé des travaux de remise à neuf pour une durée de 18 mois. Il n'y a pas eu de production nucléaire en 2008/09.</p> <p>Les coûts additionnels de la production d'énergie et les coûts non incorporables engagés durant l'arrêt sont portés au débit d'un compte de report (pour en savoir plus à ce sujet, consultez la section sur les reports réglementaires).</p>						

## Mesurer les facteurs du rendement financier et d'exploitation

Le tableau ci-dessous décrit les facteurs qui contribuent aux écarts de bénéfices d'Énergie NB. Les prix cités dans ce tableau sont non couverts.

Facteurs financiers et d'exploitation qui sous-tendent les écarts	2008/09	2007/08	2006/07
<p><b>Fourchette des prix de mazout lourd (dollar US / bbl Platt's NY 3 per cent) tout au long de l'année</b>  <i>Platt's NY 3 per cent est un indice de référence des prix de combustibles présenté par le principal service de présentation des prix de référence. Platt's NY 3 per cent fait allusion au niveau de soufre dans le mazout lourd en fonction duquel Énergie NB fait des comparaisons.</i></p>	De 27 à 112 \$	De 42 à 75 \$	De 34 à 52 \$
<p><b>Intervalle du dollar canadien tout au long de l'année (équivalent en dollars américains)</b>  <i>Taux de change : Taux auquel une monnaie peut être échangée contre une autre.</i></p>	De 0,77 à 1,02 \$	De 0,86 à 1,09 \$	De 0,84 à 0,91 \$
<p><b>Prix du marché moyens du charbon selon le rapport international sur le charbon (\$ US / tonne)</b>  <i>Le rapport international sur le charbon contient des nouvelles et des analyses sur les marchés internationaux de charbon à chaudière et de charbon à coke, y compris des évaluations des principaux marchés et des prix de référence en vue du commerce du charbon dans les marchés de l'Atlantique et du Pacifique. Le rapport contient aussi des données sur la navigation commerciale, les appels d'offres et les contrats, et examine les prix du disponible pour les principaux prix de repère du charbon physique dans les marchés de l'Atlantique et du Pacifique aux fins de livraison à échéance éloignée</i></p>	117,94 \$	96,12 \$	60,27 \$
<p><b>Fourchette des prix du gaz naturel (\$ US / mmbtu) tout au long de l'année</b>  <i>Mmbtu = 1 million de BTU (British Thermal Units)</i></p>	De 3,60 à 13,60 \$	De 5,40 à 10,20 \$	De 4,20 à 8,90 \$
<p><b>Prix moyens en pointe de la Nouvelle-Angleterre (US \$/ MWh)</b>  <i>Le « prix en pointe » est le prix de l'électricité quand la demande est à son maximum.</i></p>	81,91 \$	75,77 \$	66,91 \$
<p><b>Production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme</b>  <i>La production nette est la quantité d'électricité produite par une centrale, qui est transportée et distribuée aux fins d'utilisation par les consommateurs et est le résultat de la production brute moins l'électricité consommée par la centrale elle-même.                      La moyenne à long terme d'hydroélectricité est la quantité d'électricité qui peut être éventuellement produite avec un débit fluvial courant à une période de relevé donnée (celle d'Énergie NB est de 1954 à 1994)</i></p>	117 %	104 %	117 %
<p><b>Facteur de capacité nette de la centrale de Point Lepreau</b>  <i>Le facteur de capacité d'une centrale est le rapport entre la production réelle d'une centrale au cours d'une période de temps donnée et sa production si elle fonctionnait à pleine capacité durant ce temps.</i></p>	-	72,8 %*	78,2 %*

\*Réviser le 16 février 2010.

## Introduction

La présente section donne un aperçu du rendement financier du Groupe Énergie NB pour l'exercice financier.

# RENDEMENT FINANCIER

## Signification

Ceci montre à quel point le Groupe Énergie NB respecte son mandat de fournir aux Néo-Brunswickois de l'électricité tout en maintenant un bénéfice modeste.

## Mesures importantes du rendement financier

Rendement financier (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
Bénéfices nets	70 \$	89 \$	21 \$
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	273 \$	316 \$	238 \$
Dépenses d'investissement	438 \$	409 \$	287 \$
Hausse de la dette	479 \$	230 \$	84 \$
Dépenses (bénéfices) reportés aux fins de réglementation	386 \$	(73) \$	-

## Ratios et pourcentages financiers

Ratios et pourcentages financiers	2008/09	2007/08	2006/07
Marge d'exploitation	15 %	17 %	13 %
Encaisse d'exploitation/dépenses d'investissement	0,62	0,77	0,83
Encaisse d'exploitation/dette totale	0,07	0,09	0,07
Dépenses d'investissement/Valeur comptable nette des bâtiments, des installations et du matériel	12 %	12 %	8 %
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	93 %	91 %	93 %
Ratio de couverture des intérêts <sup>1</sup>	1,28	1,60	1,03

<sup>1</sup> Le ratio de couverture des intérêts est défini comme étant les frais de financement redressés (les frais de financement, déduction faite des intérêts créditeurs, des transactions de change comptabilisées, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, de l'amortissement des escomptes sur les débetures et de l'amortissement des intérêts reportés) divisés par le bénéfice redressé avant les intérêts et les impôts (le bénéfice avant les intérêts et les impôts, déduction faite des frais de gestion du portefeuille de la dette et des produits des placements), comme la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) le trouve convenable.

## En 2008/09, le Groupe Énergie NB

- a connu un bénéfice net de 70 millions de dollars comparativement à 89 millions de dollars en 2007/08
- a connu un bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices de 104 millions de dollars comparativement à 138 millions de dollars en 2007/08
- a atteint une marge d'exploitation de 15 % comparativement à 17 % en 2007/08
- a établi une augmentation moyenne des tarifs de 3,0 %, le 1er avril 2008, ce qui a rehaussé les produits de 37 millions de dollars
- a atteint une disponibilité équivalente de la production thermique de 87 % comparativement à 81 % en 2007/08, malgré les défis posés par plusieurs indisponibilités fortuites dans les centrales thermiques
- a vu la production hydroélectrique dépasser de 17 % sa moyenne à long terme, comparativement à 4 % en 2007/08
- a investi 265 millions de dollars dans la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau
- a reporté 234 millions de dollars des coûts liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau qui seront amortis au cours de la vie de la centrale remise à neuf (conformément à la loi)
- a connu une réduction de la charge en raison de la fermeture de grandes sociétés industrielles
- a subi des dommages dans sa centrale de Grand-Sault et dans les actifs du réseau de transport connexes à la suite d'une inondation au printemps 2008
- a géré des risques financiers et une instabilité de marché grâce à son programme d'opération de couverture
- a reçu des produits de combustible dans le cadre du règlement de la poursuite contre PDVSA.

### *Facteurs importants contribuant aux écarts de bénéfice d'un exercice à l'autre*

Une baisse de la marge brute de 55 millions de dollars était un important facteur contribuant aux écarts d'un exercice à l'autre des bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices. Les principaux facteurs contribuant à la baisse de la marge brute sont :

- des bénéfices plus faibles pour la province en raison de la charge plus faible provoquée par la fermeture des portes de grands clients industriels, et un climat plus chaud
- des prix plus élevés de production et d'achat d'énergie
- des bénéfices provenant de l'extérieur de la province plus faibles en raison de volumes plus faibles

Ces facteurs sont contrebalancés par

- des niveaux d'eau plus élevés en 2008/09, à 117 % de la moyenne à long terme de comparativement à 104 % de la moyenne à long terme en 2007/08
- des tarifs plus élevés à l'intérieur de la province en raison de l'établissement d'une augmentation moyenne approuvée de 3,0 % et des prix moyens d'exportation plus élevés

*D'autres facteurs importants ont également contribué à la baisse d'un exercice à l'autre des bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts, notamment :*

- les bénéfices de 2007/08 comprenaient le règlement de la poursuite contre PDVSA de 29 millions de dollars
- la hausse des activités d'exploitation et d'entretien et des frais d'administration en 2008/09 (pour plus de détails, voir les résultats d'exploitation dans la section sur les dépenses)

Ces facteurs sont en partie contrebalancés par une charge d'amortissement et des frais de crédit plus faibles.

#### *Changement dans l'encaisse*

En 2008/09, l'encaisse d'exploitation a diminué de 43 millions de dollars à 273 millions de dollars, à cause de la baisse des bénéfices nets et de l'amortissement.

#### *Changement du niveau d'endettement*

La dette du Groupe Énergie NB a augmenté de 479 millions de dollars en 2008/09. Cette augmentation est attribuable aux exigences financières du projet de remise à neuf de Point Lepreau et du report connexe.

### **Activités importantes**

Les activités mentionnées ci-après ont influencé les résultats financiers du Groupe Énergie NB.

### **Le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau**

En juillet 2005, la province du New Brunswick a annoncé qu'elle appuierait la recommandation du conseil de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL). Ce projet permettrait de prolonger la vie utile de la centrale jusqu'en 2034, approvisionnant ainsi le groupe Énergie NB en électricité provenant d'une source de combustible dont le prix n'est pas sujet à l'instabilité des prix du mazout lourd. La centrale remise à neuf conservera en outre un avantage pour l'environnement en produisant de l'électricité sans rejeter des quantités considérables de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

Les dépenses totales pour le projet en date du 31 mars 2009 étaient de 806 millions de dollars. Au cours de l'année, les travaux suivants ont été réalisés :

- la fermeture de la centrale et le déchargement du cœur du réacteur en enlevant les 4 560 grappes de combustible des 380 canaux
- le transfert à EAEL des voûtes de l'appareil de chargement du combustible ou les zones de travail de rebutage
- l'enlèvement complet des tubes d'alimentation, des raccords d'extrémité et des tubes de force (terminé en avril 2009)

Le 31 mars 2009, le projet avait pris un retard de cinq mois en raison des problèmes d'outillage et d'équipement qu'a connus EAEL, ce qui a retardé l'horaire général des travaux. La réouverture de la centrale est prévue au printemps 2010.

### **Incidence financière du retard**

La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est en grande partie un projet clé en main, et de ce fait, le dépassement des coûts en construction relève de l'entrepreneur : EAEL. Il y a cependant des conséquences financières pour Énergie NB, à titre de propriétaire du projet.

Les conséquences sur le flux de trésorerie sont les suivantes :

- Énergie nucléaire NB offrira environ 4 millions de dollars par mois pour couvrir les coûts plus élevés pour le propriétaire de projet en ce qui concerne les installations, les employés contractuels, le régime d'assurance et d'autres coûts liés à l'appui au projet
- Distribution Énergie NB dépensera environ 16 millions de dollars par mois pour couvrir les coûts plus élevés d'énergie de remplacement durant la fermeture de la centrale
- par conséquent, chaque mois de retard du projet accroît le coût au comptant du projet d'environ 20 millions de dollars.

Ces points seront pris en compte comme suit :

- Le coût en capital du projet augmentera d'environ 10 millions de dollars par mois de retard du projet. Cela comprend :
  - 4 millions de dollars en coûts plus élevés pour le propriétaire du projet relativement aux installations, au personnel contractuel, aux primes d'assurance et toute autre dépense à l'appui du projet
  - 6 millions de dollars en coûts d'exploitation réaffectés à la réalisation du projet
- La période de report d'Énergie nucléaire NB et les coûts d'énergie de remplacement augmenteront d'environ 24 millions de dollars par mois (y compris les rentrées de fonds différentielles mentionnées ci-dessus). Cela comprend :
  - 16 millions de dollars pour couvrir les coûts plus élevés d'énergie de remplacement pendant la fermeture de la centrale
  - 8 millions de dollars pour couvrir les coûts supplémentaires non incorporables d'Énergie nucléaire NB qui ont été réaffectés des activités d'exploitation au report

Ces coûts seront amortis et imputés aux clients tout au long de la vie utile prolongée de la centrale. (Éventuellement, ces coûts pourraient être en partie compensés par les dommages-intérêts extrajudiciaires prévus dans le contrat conclu avec EACL.)

#### ***Modernisation de la turbine***

En octobre 2008, trois nouveaux rotors de turbine basse pression sont arrivés au port de Saint John. Pendant qu'on les plaçait à bord d'une barge afin de les transporter à la centrale Point Lepreau, deux d'entre eux sont tombés à l'eau. Heureusement, aucun travailleur n'a été blessé. Une fois recouvrés, les deux rotors de turbine ont été examinés avec précaution et mis à l'essai à l'usine Siemens au Royaume-Uni. Énergie NB et un conseiller indépendant ont passé en revue les essais effectués et ont approuvé les conclusions. Il a par la suite été décidé de poursuivre l'installation des rotors de turbine recouvrés. Les rotors devraient retourner à la centrale à l'été 2009, sans que le calendrier du projet n'en soit touché.

### **Inondations à la centrale de Grand-Sault**

Cette année, Énergie NB a subi des dommages causés par des inondations à la centrale de Grand-Sault et aux actifs du réseau de transport connexes. Pour rétablir ces actifs, Énergie NB a dû déboursier en tout 26 millions de dollars, dont une partie a été recouvrée au moyen des indemnités d'assurance.

Voici une ventilation des coûts

- 9 millions de dollars pour services de réparation et d'entretien, compris dans l'exploitation et l'entretien et l'administration
- 17 millions de dollars aux fins de remplacement et d'amélioration, compris dans les capitaux

Énergie NB a réclamé et reçu 11 millions de dollars, soit le montant couvert par la police d'assurance en 2008/09. Le Groupe a également réclamé 2,5 millions de dollars à la compagnie d'assurance, qui lui versera ce montant en 2009/10.

Si ce n'était de l'interruption des activités de la centrale de Grand-Sault, la production hydroélectrique aurait été 25 % plus élevée que la moyenne à long terme au lieu de 17 %.

### **Interruptions forcées des centrales thermiques**

Il y a eu au cours de l'année des interruptions de service non prévues :

- La centrale de Belledune a dû
  - interrompre ses activités 18 jours de plus que prévu en raison d'une fissure dans la lyre de dilatation
  - interrompre ses activités pendant cinq jours en septembre en raison d'une fuite du tube de récupération

- interrompre ses activités pendant trois jours en novembre en raison d'une fuite présumée de chaudière et pour réparer une fuite dans une conduite de vapeur
- interrompre ses activités pendant deux jours en février pour réparer une fuite de l'écran d'eau de la chaudière.
- La tranche 2 de la centrale de Dalhousie a été forcée à interrompre ses activités pendant 11 jours en juillet en raison d'une fuite de tuyauterie de chaudière, et pendant 11 autres jours en mars pour effectuer des réparations de ventilateur et de conduit de chaudière. La tranche 1 a arrêté ses activités pendant neuf jours au quatrième trimestre (cinq jours en février pour réparer des fuites de tuyauterie de chaudière et quatre jours en mars pour réparer les conduits).
- La centrale de Coleson Cove a dû prolonger de cinq jours un arrêt prévu en raison d'une fuite de l'écran d'eau et une fuite de tuyauterie de chaudière.

Malgré tous ces défis, la disponibilité équivalente thermique pour l'année était de 87 %.

### **Marchés américains**

À l'automne 2008, Énergie NB a reçu l'approbation d'organismes américains qui l'autorisent à faire affaire aux États-Unis sans passer par un intermédiaire. Depuis décembre 2008, Énergie NB achète et vend de l'énergie auprès de l'exploitant indépendant de réseau (Nouvelle-Angleterre) sans passer par un intermédiaire. Les profits réalisés aux deux premiers mois ont permis de payer tous les coûts engagés pour obtenir les approbations. Énergie NB s'attend à réaliser d'importants profits dans l'avenir, particulièrement après la réouverture de la centrale de Point Lepreau.

### **Règlement du la poursuite contre PDVSA**

Tout au long de l'exercice, des chargements de combustible ont été reçu relativement au règlement de la poursuite contre PDVSA.

### **Clients industriels**

La charge d'Énergie NB a chuté au cours de l'année en raison de la fermeture de grandes entreprises industrielles. Énergie NB continue de collaborer avec des clients industriels qui connaissent des difficultés afin de percevoir les montants qui lui sont dus. On estime à 2 millions de dollars le montant des créances douteuses des grands clients industriels.

### **Hausse des tarifs**

Le 1er avril 2008, le Groupe Énergie NB a établi une augmentation moyenne des tarifs de 3 % pour tous les groupes de clients, ce qui a permis d'augmenter le bénéfice de 37 millions de dollars. Au cours de l'année, le taux a été passé en revue par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP). La Commission a présenté un rapport au Ministre de l'Énergie, qui n'a aucun effet sur la hausse des tarifs.

## Introduction

La présente section contient un compte rendu des bénéfices d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

# RÉSULTATS D'EXPLOITATION 2008/09 – BÉNÉFICES

La présente section contient un compte rendu des bénéfices d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

## Compte rendu des bénéfices

Compte rendu des bénéfices (millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
Ventes d'énergie			
Dans la province	1 219 \$	1 237 \$	1 146 \$
À l'extérieur de la province	217	196	215
Divers	73	99	67
Transport	89	87	84
Total des produits	1 598 \$	1 619 \$	1 512 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(1 %)	7 %	(5 %)

## Ventes d'énergie dans la province

Ventes d'énergie dans la province (millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
Résidentiel	539 \$	519 \$	470 \$
Industriel	307	362	350
Usage général	250	248	225
Vente en gros	98	94	87
Éclairage public et énergie involontaire	25	14	14
Total	1 219 \$	1 237 \$	1 146 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(1 %)	8 %	9 %
GWh	13 052	14 250	14 342
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(8 %)	(1 %)	3 %

## Principaux facteurs contribuant aux écarts de vente provinciale d'un exercice à l'autre

Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 219 millions de dollars en 2008/09, ce qui représente une diminution de 18 millions de dollars ou de 1 % en comparaison à 2007/08. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant de l'augmentation ou de la diminution	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
<i>Une diminution de</i>	43 millions de dollars	en raison de la réduction de la charge à cause surtout des fermetures dans le secteur industriel
	30 millions de dollars	en raison des ventes d'énergie interruptible, étant donné le volume et le prix. Le volume a chuté surtout parce que deux clients ont remplacé une partie de leur charge interruptible par un approvisionnement constant le 1er avril 2008. Les prix ont baissé en raison des coûts de production plus faibles.
<i>Facteurs compensateurs</i>		
<i>Une augmentation de</i>	49 millions de dollars	en raison de l'augmentation des tarifs de 3 % établie le 1er avril 2008, et des tarifs unitaires industriels plus élevés

## Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
Bénéfice	217 \$	196 \$	215 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution)	11 %	(9 %)	(43 %)
GWh	1 891	2 327	2 815
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(19 %)	(17 %)	(40 %)

## Principaux facteurs contribuant à l'écart des ventes à l'extérieur de la province d'un exercice à l'autre

En 2008/09, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont augmenté de 21 millions de dollars ou de 11 % en comparaison à 2007/08. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre:

Produits	Montant de l'augmentation ou de la diminution	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
<i>Une augmentation de</i>	40 millions de dollars	en raison du prix moyen plus élevé de l'énergie exportée à cause des conditions du marché
<i>Facteurs compensateurs</i>		
<i>Une diminution de</i>	17 millions de dollars	en raison de la baisse des volumes à cause de la réduction de la quantité d'énergie à coût plus faible à exporter causée surtout par l'arrêt activités de la centrale de Point Lepreau aux fins de remise à jour

## Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement de :

- la location de chauffe-eau
- des frais d'utilisation des poteaux
- de la vente de vapeur et de sous-produits
- des frais relatifs au détachement de personnel à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick («Exploitant du réseau»).

## Résultats des produits divers

Les produits divers se sont chiffrés à 73 millions de dollars en 2008/09, une diminution de 26 millions de dollars par rapport à 2007/08. Cette diminution résulte du montant de 29 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement de la poursuite contre PDVSA en 2007/08, porté aux sommes radiées reliées au système de livraison du combustible à la centrale de Coleson Cove.

## Produits de transport

Les produits de transport

- proviennent des frais récupérés auprès de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux produits de transport
- comprennent les produits découlant de la ligne internationale de transport
- sont en grande partie atténués par les dépenses de transport versées à l'Exploitant du réseau relativement à ce qui suit :
  - frais de raccordement
  - transport point à point
  - services d'ordonnancement

## Introduction

La présente section contient un bref compte rendu des dépenses d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

# RÉSULTATS D'EXPLOITATION 2008/09 - CHARGES

## Aperçu des charges

Charges (en millions de dollars de dollars)	2008/09		2007/08		2006/07	
	\$	%	\$	%	\$	%
Combustibles et achat d'énergie <sup>2</sup>	869 \$	49 %	585 \$	38 %	560 \$	38 %
Exploitation, entretien et administration	415	23	397	26	389	26
Amortissement et déclassement	186	11	216	14	220	15
Transport	82	5	85	5	85	6
Impôts	43	2	43	3	49	3
Frais de financement	140	8	175	11	180	12
Paiements spéciaux tenant lieu de d'impôts sur les bénéfices	34	2	49	3	8	0
<b>Total</b>	<b>1 769 \$</b>	<b>100 %</b>	<b>1 550 \$</b>	<b>100 %</b>	<b>1 491 \$</b>	<b>100 %</b>
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre		14 %		4 %		0 %

<sup>2</sup>Le report réglementaire pour les coûts associés à la remise à neuf de Point Lepreau n'a pas été déduit des coûts de combustibles et d'achat d'énergie (pour plus de détails, voir la section sur le report réglementaire).

## Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'un exercice à l'autre

Le total des charges a augmenté de 219 millions de dollars pour atteindre 1 769 millions de dollars en 2008/09. Cette augmentation est surtout attribuable aux facteurs suivants :

Les charges	Ont augmenté ou diminué	En raison de
<b>Facteurs contributifs</b>		
<i>Les frais de combustibles et d'achat d'énergie</i>	ont augmenté de 284 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> <li>• l'augmentation du prix des combustibles et de l'achat d'énergie</li> <li>• l'arrêt de la production nucléaire en 2008/09, ce qui a entraîné des coûts supplémentaires pour obtenir de l'énergie de remplacement</li> </ul> <p>qui ont été atténués par</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la diminution de la charge,</li> <li>• une plus grande disponibilité de la production hydroélectrique</li> </ul>
<i>Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration</i>	ont augmenté de 18 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> <li>• une augmentation nette des frais de la main-d'œuvre</li> <li>• la hausse des dépenses relatives aux pensions</li> <li>• l'augmentation des coûts associés aux projets d'EEA d'Énergie nucléaire NB</li> </ul>
<b>Facteurs compensateurs</b>		
<i>Les frais d'amortissement et de déclassement</i>	ont diminué de 30 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> <li>• la réduction de l'amortissement obtenu à la fin de la vie utile d'Énergie nucléaire NB (amortissement complet) des principaux éléments de la centrale Point Lepreau remis à jour</li> <li>• la réduction du coût des actifs dans le cadre du règlement de la poursuite contre PDVSA</li> </ul>
<i>Les frais de financement</i>	ont diminué de 35 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> <li>• la baisse des taux d'intérêt et des niveaux de la dette<sup>3</sup></li> <li>• les gains de change pour les expositions non assujetties aux achats à échéance, reliés principalement aux opérations de paiement et aux dettes à court terme à une période où les écarts sont très importants</li> </ul>
<i>Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices</i>	ont diminué de 15 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> <li>• la diminution des bénéfices d'un exercice à l'autre</li> </ul>

<sup>3</sup>Bien que la dette ait en fait augmenté depuis mars 2008, cette augmentation est liée aux projets d'immobilisation en cours et au report. Le niveau total d'endettement autre que celui associé aux projets d'immobilisation en cours et le report a été réduit depuis mars 2008, en raison principalement des gains nets positifs.

## Combustibles et achat d'énergie

Combustibles et achat d'énergie (en millions de dollars de dollars)	2008/09		2007/08		2006/07	
	\$	%	\$	%	\$	%
Hydro	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	18	3	12	2
Thermique	380	44	230	40	297	53
Achats	489	56	337	57	251	45
<b>Total</b>	<b>869 \$</b>	<b>100 %</b>	<b>585 \$</b>	<b>100 %</b>	<b>560 \$</b>	<b>100 %</b>
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre		48%		4%		9%

### Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'un exercice à l'autre

Le coût des combustibles et des achats d'énergie a été de 869 millions de dollars en 2008/09, une augmentation de 284 millions de dollars ou de 49 % par rapport à 2007/08.

L'augmentation des coûts des combustibles et des achats d'énergie d'un exercice à l'autre est surtout attribuable aux facteurs suivants :

Frais de combustibles et d'énergie achetée	Montant de l'augmentation ou de la diminution	En raison de
<i>Facteurs contributifs</i>		
<i>Une augmentation de</i>	254 millions de dollars <sup>4</sup>	écarts de production et d'achat d'énergie découlant de <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'arrêt de la production nucléaire à la suite de l'arrêt de la centrale de Point Lepreau en vue de sa remise à neuf</li> <li>• les pannes forcées aux centrales de Belledune, de Dalhousie et de Coleson Cove</li> </ul>
<i>Une augmentation de</i>	151 millions de dollars	l'augmentation du prix des combustibles et des achats d'énergie
<i>Offsetting factors</i>		
<i>Une diminution de</i>	28 millions de dollars	l'augmentation de l'hydraulicité à 117 % de la moyenne à long terme en 2008/09 comparativement à 104 % en 2007/08.
<i>Une diminution de</i>	109 millions de dollars	la réduction de la charge résultant de fermetures dans le secteur industriel et de la baisse des ventes à l'extérieur de la province.

<sup>4</sup>Ce montant est compensé en grande partie par le report réglementaire de la centrale de Point Lepreau (voir la section sur le report réglementaire).

## Exploitation, entretien et administration

Le tableau ci-dessous indique les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre.

<b>Exploitation, entretien et administration (en millions de dollars)</b>	<b>2008/09</b>	<b>2007/08</b>	<b>2006/07</b>
<i>Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration</i>	415 \$	397 \$	389 \$
<i>Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre</i>	5 %	2 %	4 %

## Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont chiffrés à 415 millions de dollars en 2008/09, une augmentation de 18 millions de dollars ou de 5 % par rapport à 2007/08. Voici les importantes modifications :

<b>Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration</b>	<b>Montant de l'augmentation ou de la diminution</b>	<b>Raisons</b>
<b>Facteurs contributifs</b>		
<i>Une augmentation de</i>	12 millions de dollars	Augmentation de la main-d'œuvre à la suite des augmentations d'échelle annuelles
<i>Une augmentation de</i>	8 millions de dollars	Hausse des intérêts relatifs aux régimes de retraite et charges d'amortissement en raison d'un rendement sur l'actif plus faible qu'en 2007/08
<i>Une augmentation de</i>	9 millions de dollars	Les projets d'EEA planifiés lors de l'arrêt de la centrale de Point Lepreau aux fins de remise à neuf. L'arrêt du réacteur était l'occasion d'effectuer des travaux d'EEA dans des secteurs qui sont inaccessibles lorsque le réacteur est en marche
<b>Facteurs compensatoires</b>		
<i>Une diminution de</i>	16 millions de dollars	Les ressources qui serviraient normalement à effectuer des travaux d'EEA (préparation des centrales thermiques et nucléaires en vue des travaux de remise à neuf l'année précédente) ont été réaffectées au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (capital)

## Amortissement et déclassement

Amortissement et déclassement (en millions de dollars de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
<i>Amortissement et déclassement</i>	186 %	216 \$	220 %
<i>Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre</i>	(14) %	(2) %	2 %

## Principaux facteurs contribuant aux changements à l'amortissement et au déclassement

Les frais d'amortissement et de déclassement se sont chiffrés à 186 millions de dollars en 2008/09, une diminution de 30 millions de dollars, en raison surtout de :

Charges d'amortissement et de déclassement	Montant de l'augmentation ou de la diminution	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
<i>Une diminution de</i>	4 millions de dollars	Réduction de la valeur comptable nette restante de la centrale de Coleson Cove découlant du règlement de la poursuite contre PDVSA  L'amortissement réduit associé au règlement de la poursuite contre PDVSA a été atténué par le report réglementaire sans aucune incidence sur les bénéfices (consulter la section sur l'incidence du règlement de la poursuite contre PDVSA et du report réglementaire sur le bénéfice)
<i>Une diminution de</i>	26 millions de dollars	Réduction de l'amortissement à Énergie nucléaire NB à la fin de la vie utile (amortissement complet) des principaux éléments remis à neuf à la centrale Point Lepreau
<i>Une augmentation de</i>	2 millions de dollars	Augmentation de l'amortissement entraînée par des changements à la durée de vie de l'avoir à la suite d'une étude sur l'amortissement

## Frais de financement

Frais de financement (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
<i>Frais de financement</i>	140 \$	175 \$	180 \$
<i>Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre</i>	(20) %	(3) %	(10) %

## Facteurs contribuant aux changements aux frais de financement

Les frais de financement se sont élevés à 140 millions de dollars en 2008/09, une diminution de 35 millions de dollars ou de 20 % par rapport à 2007/08, surtout en raison des facteurs suivants :

Frais de financement	Montant de l'augmentation ou de la diminution	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
<i>Une diminution de</i>	12 millions de dollars	meilleurs taux pour le refinancement de la dette et réduction des niveaux d'endettement <sup>5</sup>
<i>Une diminution de</i>	17 millions de dollars	des gains de change pour les expositions non assujetties aux achats à échéance, reliés principalement aux opérations de paiement et aux dettes à court terme à une période où les écarts sont très importants

## Paiement spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Le Groupe Énergie NB a dû verser des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à la Corporation financière. Ces paiements comportent un élément d'impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par 32,38 %. Voici les paiements spéciaux effectués :

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
<i>Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices</i>	34 \$	49 \$	8 \$
<i>Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre</i>	(31 %)	513 %	(86 %)

## Facteurs contribuant aux changements aux paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ont été de 34 millions de dollars en 2008/09, une diminution de 15 millions de dollars par rapport à 2007/08. Cette diminution est attribuable principalement à des bénéfices moins élevés en 2008/09.

<sup>5</sup>Bien que la dette ait en fait augmenté depuis mars 2008, cette augmentation est liée aux projets d'immobilisation en cours et au report. Le niveau total d'endettement autre que celui associé aux projets d'immobilisation en cours et le report a été réduit depuis mars 2008 en raison principalement des gains nets positifs

## Reports réglementaires

### *Report réglementaire – Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau*

#### **Contexte**

Un report réglementaire a été créé pour les coûts engagés durant la remise à neuf de la centrale nucléaire. Cette remise à neuf aidera à assurer la production d'électricité pour les générations futures de clients. Le report et l'amortissement de ces coûts au cours de la vie utile de la centrale établissent l'équité intergénérationnelle. La loi (disposition 143.1 de la Loi sur l'électricité) prévoit l'établissement d'un report réglementaire en ce qui concerne la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le report comprend :

- les coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB (déduction faite de tout produit)
- des coûts supplémentaires de production d'énergie qui sont imputés à Distribution Énergie NB par Production Énergie NB durant les travaux de remise à neuf.

Distribution Énergie NB doit recouvrer ces montants au cours de la vie utile de la centrale de Point Lepreau remise à neuf. Ces montants doivent être pris en compte dans les frais, les taux et les droits facturés aux clients de Distribution Énergie NB.

#### **Incidence des bénéficiaires avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts**

En 2008/09, 234 millions de dollars en coûts non incorporables et en coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie ont été reportés.

Ce report comprend :

- des coûts non incorporables de 176 millions de dollars
- des coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie de 58 millions de dollars

En plus de l'ajustement du report réglementaire dans l'état des résultats, les charges d'intérêts reliés au projet de remise à neuf au coût de 4 millions de dollars ont été reportées, ce qui a mené à une baisse des frais de financement.

### *Report réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA*

#### **Contexte**

Le 23 août 2007, la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) a approuvé la création d'un compte de report pour retourner aux clients les avantages du règlement de la poursuite contre PDVSA de façon échelonnée. Le report est distribué aux clients sur 17 ans pour mieux assortir les avantages aux clients qui paieront le coût de la remise à neuf de Coleson Cove.

### Incidence sur les bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

En 2008/09, des économies de coûts de 152 millions de dollars découlant du règlement de la poursuite, compensés par un ajustement comptable de l'évaluation à la valeur de marché, ont été reportés. Les ajustements de report comprennent :

- amortissement et économies d'intérêts à la suite du règlement de la poursuite (ceux-ci augmenteront à mesure que le montant du règlement est reçu) - 18 millions de dollars
- Atténués par
- un ajustement des coûts pour les chargements reçus : 10 millions de dollars
  - l'actualisation des bénéfices pour les clients : 25 millions de dollars
  - un ajustement comptable des pertes d'évaluation à la valeur de marché, prévu dans le contrat d'approvisionnement en combustible à long terme (ces ajustements de la valeur du marché sont temporaires et seront annulés lorsque les chargements de combustible seront reçus) - 135 millions de dollars

### Instruments financiers

#### Sommaire de l'incidence des instruments financiers

Le tableau suivant résume l'incidence des instruments financiers inscrits dans le bilan au 31 mars 2009.

Il comprend :

- la juste valeur des instruments dérivés en tant qu'éléments constitutifs d'une opération de couverture
- la valeur de règlement accumulée des dérivés qui ne relèvent plus de la comptabilité de couverture
- le changement à la valeur du marché en ce qui concerne les créances et les fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire à long terme

	Fonds en fiducie nucléaires	Créances à long terme PDVSA	Opérations de change	Mazout lourd	Gaz naturel	Fret	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Taux d'intérêt	Total
Valeur accumulée de règlement de contrats à terme annulés <sup>6</sup>	-	-	8	1	-	-	7	(8)	-	8
Évaluation à la valeur de marché pour les créances à long terme - PDVSA <sup>7</sup>	-	(14)	-	-	-	-	-	-	-	(14)
Part actuel des actifs dérivés	-	-	82	-	-	-	-	-	-	82
Part des actifs dérivés à long terme	-	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Évaluation à la valeur de marché pour les fonds nucléaires (Note 16)	15	-	-	-	-	-	-	-	-	15
Part actuelle des passifs dérivés	-	-	-	(40)	(76)	(28)	-	(23)	(43)	(210)
Part des passifs dérivés à long terme	-	-	-	-	(2)	-	-	(5)	-	(7)
Actif (passif)	15	(14)	92	(39)	(78)	(28)	7	(36)	(43)	(124)

<sup>6</sup>Inclus dans les comptes débiteurs et (ou) les comptes créditeurs

<sup>7</sup>Inclus dans les créances à long terme, les pertes sont compensées par un report réglementaire

Les instruments financiers au 31 mars 2009 ont eu comme résultat un passif net de 124 millions de dollars (voir le tableau précédent). Des 124 millions de dollars constatés dans le bilan

- 34 millions de dollars le sont dans les résultants
- 90 millions de dollars (61 millions de dollars après impôt) le sont dans les autres éléments du résultat étendu (RE)

Les tableaux suivants résument le rapprochement des montants

<b>Incidence des bénéfices non réparties</b>	Fonds en fiducie nucléaires	Créances à long terme PDVSA <sup>a</sup>	Opérations de change	Mazout lourd	Gaz naturel	Fret <sup>a</sup>	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Taux d'intérêt	Total
Solde - 1er avril 2008	-	89	(2)	30	-	3	(3)	1	-	118
<b>Ajustements de l'année en cours</b>										
Changement à la valeur des dérivés non soumis à la comptabilité de couverture	-	-	-	-	-	-	10	-	-	10
Éval. à la valeur de marché du régl. de la poursuite et des contrats connexes	-	(103)	-	-	-	(32)	-	-	-	(135)
Ajustements de couverture pour révocation - 2008/09	-	-	16	13	-	1	-	(17)	-	13
Renversement des ajustements de couverture pour révocation	-	-	(6)	(42)	-	-	-	8	-	(40)
	-	(103)	10	(29)	-	(31)	10	(9)	-	(152)
Solde - 31 mars 2009	-	(14)	8	1	-	(28)	7	(8)	-	(34)

<sup>a</sup>L'incidence des bénéfices de l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme et des contrats de fret liés au règlement de la poursuite contre PDVSA shipments are fully offset through a regulatory deferral.

<b>Incidence RE</b>	Fonds en fiducie nucléaires	Créances à long terme PDVSA	Opérations de change	Mazout lourd	Gaz naturel	Fret	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Taux d'intérêt	Total
Autres résultats étendus accumulés (perte) - 1er avril 2008	32	-	(15)	21	20	10	-	10	(14)	64
Incidence en 2008/09 des ajustements de l'évaluation à la valeur de marché	(17)	-	99	(61)	(98)	(10)	-	(38)	(29)	(154)
	15	-	84	(40)	(78)	-	-	(28)	(43)	(90)
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices pris en compte dans les autres résultats étendus accumulés	(5)	-	(27)	13	25	-	-	9	14	29
Autres résultats étendus accumulés (perte) - 31 mars 2008	10	-	57	(27)	(53)	-	-	(19)	(29)	(61)

## Introduction

La présente section contient un compte rendu des liquidités et des ressources en capital d'Énergie NB.

# LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

## Dépenses d'investissement

Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
<i>Dépenses d'investissement pour les projets importants</i>	289 \$	262 \$	182 \$
<i>Dépenses d'investissement pour les projets ordinaires</i>	163 \$	153 \$	110 \$
<i>Contributions des clients et produits de la disposition</i>	(14) \$	(6) \$	(5) \$
<i>Dépenses totales en immobilisations</i>	438 \$	409 \$	287 \$

## Facteurs contribuant aux changements de dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement, déduction faite du produit de la disposition et des contributions des clients, se sont chiffrées à 438 millions de dollars en 2008/09. Cette augmentation de 29 millions de dollars, ou de 7 % en comparaison à 2007/08, vient surtout des facteurs suivants :

Dépenses d'investissement	Montant de l'augmentation ou de la diminution	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
<i>Une augmentation de</i>	70 millions de dollars	les dépenses relatives au projet de remise à neuf de Point Lepreau
<i>Une augmentation de</i>	6 millions de dollars	le projet d'amélioration de la turbine à la centrale Point Lepreau
<i>Facteurs compensatoires</i>		
<i>Une diminution de</i>	37 millions de dollars	l'achat en 2007/08 de la centrale hydroélectrique de Nepisiguit
<i>Une diminution de</i>	12 millions de dollars	l'achèvement du projet de la ligne internationale de transport

## Encaisse d'exploitation

Encaisse d'exploitation (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
Encaisse d'exploitation	273 \$	316 \$	238 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(14 %)	33 %	(25 %)

## Facteurs contribuant aux changements à l'encaisse d'exploitation

En 2008/09, l'encaisse d'exploitation est passé à 273 millions de dollars, une baisse de 43 millions de dollars, en raison surtout des facteurs suivants :

Encaisse d'exploitation	Montant de l'augmentation ou de la diminution	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
Une diminution de	19 millions de dollars	la diminution des bénéfices nets
Une diminution de	24 millions de dollars	la diminution des montants facturés pour les activités qui n'exigent pas de paiement comptant immédiat (en particulier l'amortissement)

## Changement du niveau total d'endettement

Réduction (augmentation) de la dette nette (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
Encaisse d'exploitation	273 \$	316 \$	238 \$
Dépenses d'investissement	(438)	(409)	(287)
Recouvrement du capital (chargements de combustibles de PDVSA reçus)	57	86	-
Diminution (augmentation) du fonds de roulement	(60)	(80)	13
Fonds au titre du déclassé nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié - versements et bénéfices	(35)	(141)	(13)
Dépenses liées au déclassé	(2)	(1)	-
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation à la valeur de marché	(255)	(20)	(3)
<b>Décaissements libres</b>	<b>(460) \$</b>	<b>(249) \$</b>	<b>(52) \$</b>
Dividendes versées	(13)	(11)	(13)
Changement dans l'encaisse	(6)	30	(9)
<b>Augmentation de la dette totale</b>	<b>(479) \$</b>	<b>(230) \$</b>	<b>(74) \$</b>

## Facteurs contribuant aux changements de l'endettement total

Les décaissements libres ont représenté un total de 460 millions de dollars en 2008/09, une augmentation de 211 millions de dollars en comparaison à 2007/08. Les facteurs suivants sont surtout responsables de l'augmentation :

Augmentation de l'encaisse d'exploitation	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>	
<i>Diminution de l'encaisse d'exploitation</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bénéfices moindres</li> <li>• diminution des montants n'exigeant pas de paiement comptant (amortissement surtout)</li> </ul>
<i>Augmentation des dépenses d'investissement</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau,</li> <li>• projet d'amélioration de la turbine de la centrale de Point Lepreau</li> </ul>
<i>Augmentation des reports réglementaires (excluant les ajustements à l'évaluation à la valeur de marché)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• changements nets aux reports réglementaires reliés au projet de remise à jour de la centrale de Point Lepreau et au règlement de la poursuite contre PDVSA</li> </ul>
<b>Facteurs compensatoires</b>	
<i>Fonds au titre du déclassé nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bénéfices et paiements échelonnés plus élevés en 2007/08</li> </ul>

## Dettes totale

Dettes totale (en millions de dollars)	2008/09	2007/08	2006/07
<i>Dettes à long terme</i>	3 464 \$	3 162 \$	3 205 \$
<i>Endettement à court terme</i>	450	273	0
<b>Dettes totale</b>	<b>3 914 \$</b>	<b>3 435 \$</b>	<b>3 205 \$</b>
<i>Dettes/capital</i>	93 %	91 %	93 %
<i>Encaissement de l'exploitation/dettes totale</i>	0,07	0,09	0,07

## Changement à la dette totale d'un exercice à l'autre

La dette totale a augmenté de 479 millions de dollars en 2008/09 comparativement à l'augmentation de 230 millions de dollars en 2007/08, en raison surtout du facteur suivant :

- Hausse du niveau d'endettement avec la remise à jour de la centrale de Point Lepreau et au report.

Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement en immobilisations. Depuis la restructuration du 1er octobre 2004, le groupe émet des obligations à long et à court termes à la Corporation financière. En vertu de l'autorité que lui confère la Loi sur l'électricité, la Corporation financière émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

## Introduction

La présente section contient le compte rendu des conventions comptables d'Énergie NB qui ont été modifiées.

# CONVENTIONS COMPTABLES ESSENTIELLES

Sujets	Objectifs
Modification des conventions comptables pour l'exercice 2009	Le tableau ci-dessous décrit les modifications apportées aux conventions comptables par le Groupe Énergie NB au cours du dernier exercice financier en ce qui concerne <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inventaires</li> <li>• Instruments financiers – Divulcation et présentation</li> <li>• Informations à fournir concernant le capital</li> <li>• Risques de crédit et juste valeur des actifs et passifs financiers</li> </ul>
Prochain changement : Normes internationales d'information financière (IFRS)	Description des changements que la Corporation devra apporter dans l'avenir en vue de l'adoption des normes IFRS.
Prochain changement : Activités à tarifs réglementés	Description des changements exigés par la Corporation en ce qui concerne les modifications apportées au manuel de l'ICCA sur les activités à tarifs réglementés.

## Changements aux conventions comptables pour l'exercice financier 2009

Modifications apportées au manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) adoptés par le Groupe	Exigences de la partie pour le Groupe Énergie NB	Incidence sur les résultats de 2009
<b>Inventaires</b>		
<p>Mis en œuvre le 1er avril 2008 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Section 3031 sur les inventaires.</li> </ul> <p>Remplacée</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Section 3030 sur les inventaires.</li> </ul> <p>REMARQUE : Consultez la note 5 des états financiers combinés.</p>	<p>Cette section décrit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>la reconnaissance</li> <li>les méthodes de mesure</li> <li>la présentation de rapports</li> <li>les recommandations en matière de divulgation de l'inventaire.</li> </ul> <p>La présente section</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>indique que les inventaires doivent être mesurés au coût ou à une valeur de réalisation nette, en prenant le montant le plus bas</li> <li>ne permet plus la méthode de mesure « dernier entré, premier sorti »;</li> <li>exige l'annulation des réductions de la valeur des inventaires précédents pour la valeur de réalisation nette au besoin.</li> <li>fait fond sur l'inventaire qui correspond à la définition de grandes pièces de rechange.</li> </ul>	<p>Ils ont été mis en application rétrospectivement à la suite de la réévaluation l'année précédente.</p> <p>Le 1er avril 2008, 8 millions de dollars (1er avril 2007 - 8 millions de dollars) ont été replacés dans la catégorie des immobilisations du bilan qui</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>correspondent à la définition de pièce de rechange</li> <li>seront utilisées pendant plus d'une période</li> <li>seront utilisées conjointement avec les actifs immobilisés seulement.</li> </ul>
<b>Instrument financiers – Divulgation et présentation</b>		
<p>Mis en œuvre le 1er avril 2008 :</p> <p>Sections</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>3862 sur les instruments financiers – Divulgation de renseignements</li> <li>3863 sur les instruments financiers – Présentation</li> </ul> <p>Remplacées par</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>section 3861 sur les instruments financiers – Divulgation et présentation.</li> </ul> <p>Consultez les notes 5 et 27 des états financiers combinés.</p>	<p>Ces sections décrivent les directives sur la divulgation de renseignements et la présentation de rapports concernant les instruments financiers.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Elles stipulent que la Corporation doit divulguer de l'information quantitative et qualitative qui permettra aux lecteurs de comprendre la nature des instruments financiers de la Corporation et les risques s'y rapportant.</li> </ul>	Ajout d'exigences sur la divulgation
<b>Informations à fournir concernant le capital</b>		
<p>Mis en œuvre le 1er avril 2008 :</p> <p>Section 1535 sur l'information à fournir concernant le capital</p> <p>Consultez les notes 5 et 13 des états financiers combinés.</p>	<p>Cette section stipule que la Corporation doit divulguer de l'information quantitative et qualitative sur les méthodes et les politiques objectives de gestion du capital.</p>	Ajout d'exigences sur la divulgation
<b>Risques de crédit et juste valeur des actifs et passifs financiers</b>		
<p>Mis en œuvre le 20 janvier 2009 :</p> <p>CPN-173, Risques de crédit et juste valeur des actifs et passifs financiers.</p> <p>Consultez les notes 5 et 27 des états financiers combinés.</p>	<p>Le CPN exige que la juste valeur des instruments financiers, y compris des instruments financiers dérivés, comprenne les risques de crédit des actifs des contreparties et les risques de crédit des passifs de la Corporation.</p>	<p>Les conséquences sur les résultats financiers de la Corporation étaient sans importance en 2008/09.</p>

## Changements futurs aux normes internationales d'information financière (IFRS)

### Contexte

Le tableau ci-dessous décrit le contexte de l'adoption des normes IFRS.

Date	Le Conseil des normes comptables (CNC)
<i>Février 2008</i>	a confirmé que les entreprises publiquement responsables du Canada doivent utiliser les normes IFRS à partir 1er janvier 2011.
<i>Avril 2008</i>	a émis un exposé-sondage sur les normes IFRS. L'exposé-sondage prévoit que les entreprises publiquement responsables appliquent les normes IFRS, intégralement et sans modification, à partir du 1er janvier 2011.
<i>Mars 2009</i>	a émis un deuxième exposé-sondage sur les normes IFRS. L'exposé-sondage <ul style="list-style-type: none"><li>• intègre dans les principes comptables canadiens généralement reconnus toute modification apportée aux normes IFRS depuis la publication du volume relié de 2007</li><li>• traite des points suivants :<ul style="list-style-type: none"><li>• la définition des entreprises publiquement responsables</li><li>• la date d'entrée en vigueur obligatoire des normes IFRS dans les entreprises publiquement responsables</li><li>• la structure du Comité sur les problèmes nouveaux.</li></ul></li></ul>

### Approche du Groupe Énergie NB

Le Groupe a :

- élaboré un plan de conversion en trois étapes, et est sous le point d'achever la conversion aux normes IFRS.
- établi un comité de direction pour surveiller le travail effectué par
  - le personnel interne affecté au projet
  - les ressources externes utilisées pour faciliter la transition.

Le comité de vérification est régulièrement mis au courant des progrès réalisés dans le cadre du projet.

## Le plan de conversion en trois étapes du Groupe Énergie NB

Voici le plan de conversion en trois étapes :

Étape	Description	État
<i>Établissement de la portée</i>	<p>Le Groupe détermine les secteurs qui devraient influencer le plus sur son organisation. Ces secteurs doivent</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• reposer sur d'importants travaux pour assurer la conversion aux normes IFRS et (ou)</li> <li>• avoir une grande incidence monétaire sur le Groupe.</li> </ul> <p>Ses secteurs sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• les activités à tarifs réglementés</li> <li>• les baux</li> <li>• les instruments financiers et les opérations de couverture</li> <li>• la baisse de valeur d'un bien</li> <li>• les obligations liées à la mise hors service d'une immobilisation</li> <li>• les avantages sociaux futurs</li> <li>• les provisions et contingences</li> <li>• les biens, les installations et l'équipement.</li> </ul>	Achevé
<i>Travail de fond</i>	<p>Le Groupe</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• a analysé les secteurs à impact moyen et faible</li> <li>• a entrepris une analyse de l'écart entre les normes IFRS et les PCGR canadiens</li> <li>• a fait le profil des changements nécessaires à la divulgation de renseignements financiers</li> <li>• a examiné les choix de conventions comptables disponibles au moment de la conversion.</li> </ul>	Essentiellement achevé
<i>Adaptation</i>	<p>Le Groupe doit</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• mettre à jour les systèmes TI pour faciliter tous les changements nécessaires</li> <li>• effectuer tous les travaux de rapprochement nécessaires pour passer des PCGR canadiens reconnus aux énoncés des normes IFRS</li> <li>• former le personnel.</li> </ul>	<p>Partiellement achevé au cours de l'exercice financier 2009/10. Les effets de la conversion aux normes IFRS</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sont en cours d'évaluation mais</li> <li>• on ne peut pas encore réellement les cerner.</li> </ul>

### Changement futur : Activités à tarifs réglementés

Depuis le 1er janvier 2009, certaines sections du manuel de l'ICCA qui portent sur les activités à tarifs réglementés ont été modifiées parce que les normes IFRS ne contiennent pas de disposition sur la comptabilité réglementaire.

### Description des changements

L'exemption en ce qui concerne les impôts futurs sur les bénéfices des entités réglementées sera supprimée. Le but est de fournir aux entités réglementées et non réglementées des états financiers comparables sur leurs impôts futurs sur les bénéfices.

### Incidence sur le Groupe

Les changements auront une incidence minime sur la Corporation. Il n'y aura aucun effet sur l'état des résultats financiers de la Corporation à la suite des changements.

Le principal changement est qu'Énergie NB établira ce qui suit :

- un actif d'impôt futur, conjointement avec des reports réglementaires (Point Lepreau et PDVSA) et
- un crédit fiscal compensatoire en raison du fait que le montant total des reports sera recouvrable, étant donné que les reports sont prévus par la loi et approuvés par l'organisme de réglementation d'Énergie NB.

## Introduction

La présente section donne un aperçu des principales estimations comptables utilisées par Énergie NB.

# PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

## Amortissement

Le groupe d'entreprises Énergie NB a un processus d'examen de l'amortissement par lequel la durée de vie des principales catégories d'éléments actifs est examinée aux cinq ans, ou plus souvent selon les circonstances.

Ces examens comprennent

- l'inspection matérielle de l'élément d'actif et
- l'examen
  - des dossiers d'entretien et de mise hors service
  - de la désuétude technologique et
  - des pratiques dans l'industrie.

En 2007/08, une firme indépendante a entrepris un examen de l'amortissement des principales catégories d'actif. L'étude a confirmé que les pratiques, les politiques et les taux utilisés par le groupe d'Énergie NB relativement à l'amortissement sont raisonnables et se conforment aux pratiques acceptées en matière d'amortissement. Les résultats du volet de l'étude de l'amortissement ont été mis en application à Distribution Énergie NB en 2007/08 et dans les autres entreprises en 2008/09.

## Dépenses d'amortissement

Les dépenses d'amortissement (voir la note 7) pour l'exercice se terminant le 31 mars 2009 sont de 165 millions de dollars, comparativement à 197 millions de dollars en 2008. La direction compte mettre en application les recommandations relatives aux autres entreprises d'exploitation en 2008/09. Les estimations actuelles de la vie utile des éléments d'actif sont présentées à la note 4(b) des états financiers.

## Obligations relatives à la mise hors service des éléments d'actif : Déclassement de la centrale et gestion du combustible nucléaire

Une obligation relative à la mise hors service des éléments d'actif est une obligation juridique associée à la mise hors service d'un élément d'actif ayant une longue vie utile.

## **Comment le Groupe Énergie NB gère-t-il les obligations relatives à la mise hors service des éléments d'actif?**

Le groupe d'Énergie NB respecte la norme de l'Institut canadien des comptables agréés concernant les obligations relatives à la mise hors service des éléments d'actif. En vertu de cette norme, il faut reconnaître la valeur actuelle nette de ce passif au moment de créer l'actif.

### **Principales hypothèses**

Les principales hypothèses sur lesquelles sont basées les charges sont communiquées dans la note 22 des états financiers et sont mises à jour à intervalles réguliers. La plupart des obligations relatives à la mise hors service du groupe d'Énergie NB ont trait à Énergie nucléaire NB.

### **Fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire**

Le groupe d'Énergie NB a aussi établi un fonds en fiducie conformément à la Loi sur les déchets de combustible nucléaire (voir la note 16). La Loi exige que les principaux propriétaires de combustible nucléaire épuisé au Canada établissent des fonds en fiducie pour payer la gestion à long terme du combustible nucléaire épuisé.

Les besoins de financement connexes ont été mis au propre et approuvés par le gouvernement fédéral le 7 avril 2009. Avant cette date, la Loi prévoyait que le groupe contribue 4 millions de dollars par an; un versement a été fait en novembre 2008. Un autre versement de 3 millions de dollars a été fait en avril 2009 pour un total de 7 millions de dollars en 2008/09.

### **Dépenses liées au déclassement des centrales thermiques et de la centrale nucléaire**

Les dépenses liées au déclassement des centrales thermiques et de la centrale nucléaire (voir la note 7) pour l'exercice se terminant le 31 mars 2009 sont de 21 millions de dollars, comparativement à 19 millions de dollars en 2008.

### **Futurs avantages sociaux**

Les employés du groupe d'entreprises Énergie NB cotisent au régime de retraite à prestations déterminées du gouvernement du Nouveau-Brunswick (voir la note 19 aux états financiers). Le groupe a également un programme d'allocation de retraite et parfois des coûts liés à la retraite anticipée (voir la note 23).

### **Produits non facturés**

Comme le groupe d'entreprises Énergie NB facture les clients résidentiels et de l'usage général de façon cyclique, les produits découlant de l'énergie fournie mais non facturée à la fin de chaque exercice sont estimés et inscrits. Cette estimation s'appuie sur les relevés aux sous-stations et sur les tarifs moyens. Les produits constatés au 31 mars 2009 étaient de 42 millions de dollars, en comparaison à 46 millions de dollars en 2008 (voir la note 4(j)).

### **Frais généraux liés aux projets d'immobilisations**

La Corporation ajoute des frais généraux aux projets d'immobilisations pour tenir compte des coûts indirects se rattachant à l'administration et à d'autres dépenses. Le montant des frais généraux imputés aux projets d'immobilisations au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 2009 est de 21 millions de dollars, en comparaison à 20 millions de dollars en 2008 (voir la note 4(b)).

### **Créance à long terme**

Au 31 mars 2009, le groupe avait une créance à long terme de 147 millions de dollars qui représente un engagement à livrer du combustible à l'avenir (voir la note 13).



**Énergie NB Power**

**[www.nbpower.com](http://www.nbpower.com)**

[corporatecommunications@nbpower.com](mailto:corporatecommunications@nbpower.com)

Service à la clientèle: 1 800 663 6272

Adresse postale

515, rue King

C.P. 2000

Fredericton (N.-B.) E3B 4X1