

# Rapport annuel

2012-13

92.244



**Énergie NB Power**

# Table des matières

<b>Message du président du Conseil d'administration</b> .....	<b>4</b>
<b>Gouvernance</b> .....	<b>6</b>
<b>Bilan de l'année du président-directeur général</b> .....	<b>8</b>
<b>Revue de l'année</b> .....	<b>10</b>
Partenariat entre Énergie NB et Siemens .....	10
Nucléaire .....	10
Transformation d'énergie .....	11
Réverbères DEL .....	12
Tempêtes hivernales sans précédent .....	13
Travaux dans nos centrales .....	14
Remise à neuf de la centrale de Nepisiguit Falls .....	14
Évaluation hydraulique de la gorge de Grand-Sault .....	14
Les activités de déclassement de la centrale du Grand Lac .....	15
Travaux d'entretien à la centrale Millbank .....	15
Fermeture de la centrale thermique de Dalhousie .....	15
<b>Projets et partenariats</b> .....	<b>16</b>
PowerShift Atlantique .....	16
Programme de chauffe-eau de Powershift Atlantique .....	16
Reconnaissance nationale dans le domaine de l'énergie éolienne .....	17
Partenariat entre Énergie NB et Énergie Edmundston .....	17
Partenariat avec Saint John Energy .....	17
<b>Production</b> .....	<b>18</b>
<b>Transport</b> .....	<b>18</b>
<b>Distribution et service à la clientèle</b> .....	<b>19</b>
<b>Analyse par la direction</b> .....	<b>21</b>
<b>États financiers cummulés</b> .....	<b>38</b>
<b>Carte du réseau de production</b> .....	<b>84</b>

*Photo de la couverture : Centrale nucléaire de Point Lepreau*



Centrale de Mactaquac

Juillet 2013

L'honorable Craig Leonard  
Ministre de l'Énergie  
Province du Nouveau-Brunswick  
Fredericton (Nouveau-Brunswick)  
E3B 5H1

Monsieur,

J'ai le plaisir de soumettre le rapport annuel de la Société Énergie Nouveau-Brunswick pour l'exercice terminé le 31 mars 2013.

Avec mes respects,

Le président du Conseil d'administration,  
Ed Barrett

Craig Leonard, Ministre de l'Énergie et des Mines

# Message du président du Conseil d'administration

En 2012-2013, notre entreprise a poursuivi le processus de transformation amorcé il y a déjà deux ans. Dans le présent rapport annuel, vous pourrez constater quelques-uns des résultats de cette transformation. Ce fut pour Énergie NB, une autre année couronnée de succès.

Elle fut marquée par deux événements importants qui ont jeté les fondations sur lesquelles s'appuieront nos projets à venir : la publication de notre plan stratégique échelonné sur 30 ans et la signature du partenariat avec Siemens Canada, en vue de la création d'un réseau intelligent de distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick.

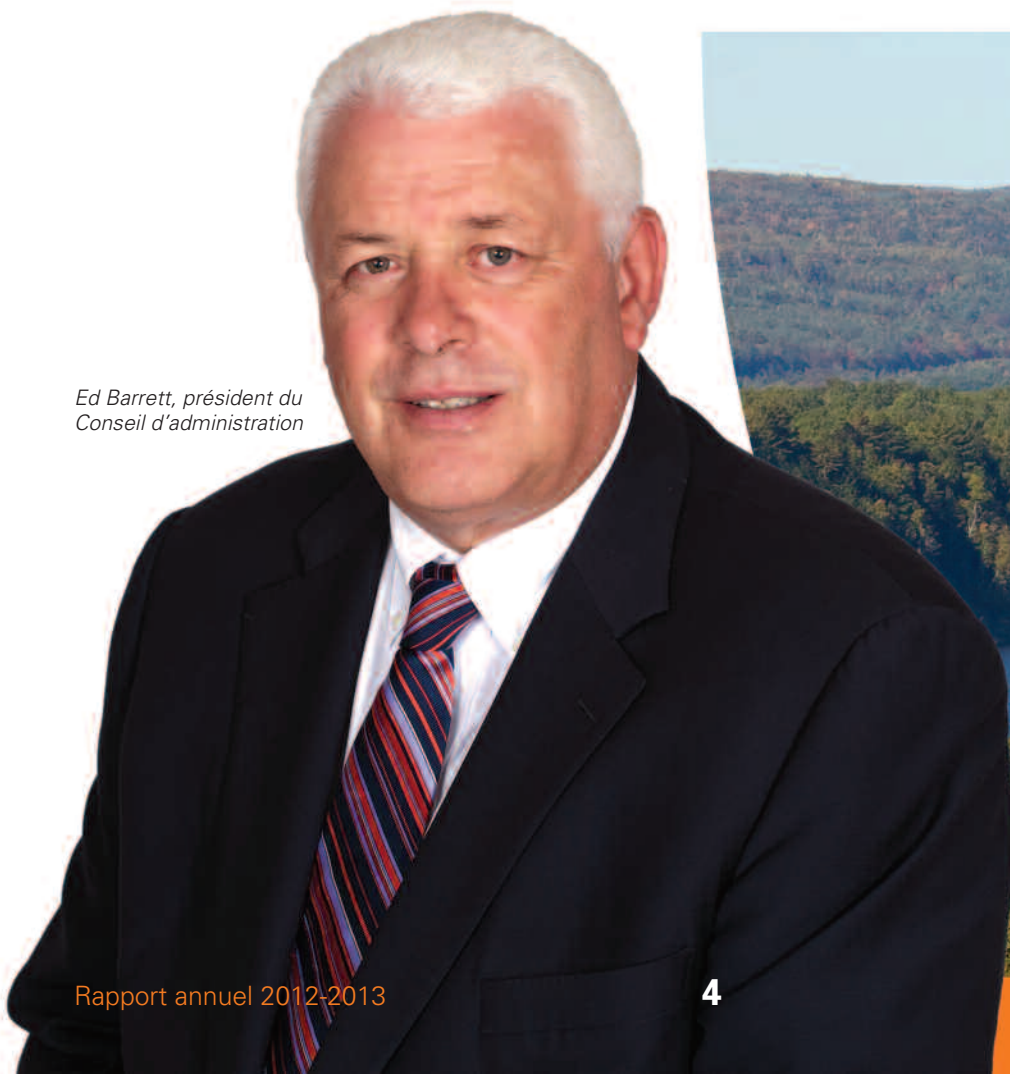
Tout d'abord, notre plan stratégique dévoilé en avril 2012 énonce, et ce pour la première fois de notre histoire, une vision à long terme fondée sur des politiques bien établies.

Le Plan directeur de l'énergie, publié en octobre 2011, demandait à Énergie NB de procéder à l'allègement de sa structure afin de diminuer ses frais d'exploitation. Nous avons donc mis en branle notre programme Transformation d'énergie pour être plus efficaces et réaliser des gains de productivité durables. Je suis fier de constater que nous avons réalisé, au cours de la dernière année financière, des économies durables de 19 millions de dollars.

Notre plan stratégique requiert également que nous comparions notre performance à celle des autres producteurs d'électricité de l'Amérique du Nord, et que nous nous classions à l'avenir parmi les plus performants. Cette approche fait partie d'un ensemble de trois objectifs qu'Énergie NB doit atteindre au cours de la prochaine décennie :

- Devenir un exécutant de quartile supérieur par rapport aux services publics et privés en Amérique du Nord;
- Retrancher un milliard de dollars à la dette;
- Réduire et déplacer la demande en électricité, tout en maintenant les tarifs à un niveau stable et abordable pour nos clients.

*Ed Barrett, président du Conseil d'administration*



La convergence de la vision à long terme de notre entreprise et des politiques énergétiques gouvernementales trace pour nous la voie du succès. C'est cette harmonisation qui a permis à Énergie NB de s'associer à Siemens Canada afin d'intégrer la technologie de réseau intelligent au réseau d'électricité de la province, ce qui va le révolutionner au cours de la prochaine décennie. Nos clients pourront ainsi contrôler davantage leur consommation d'électricité tout en jouissant de demeures confortables.

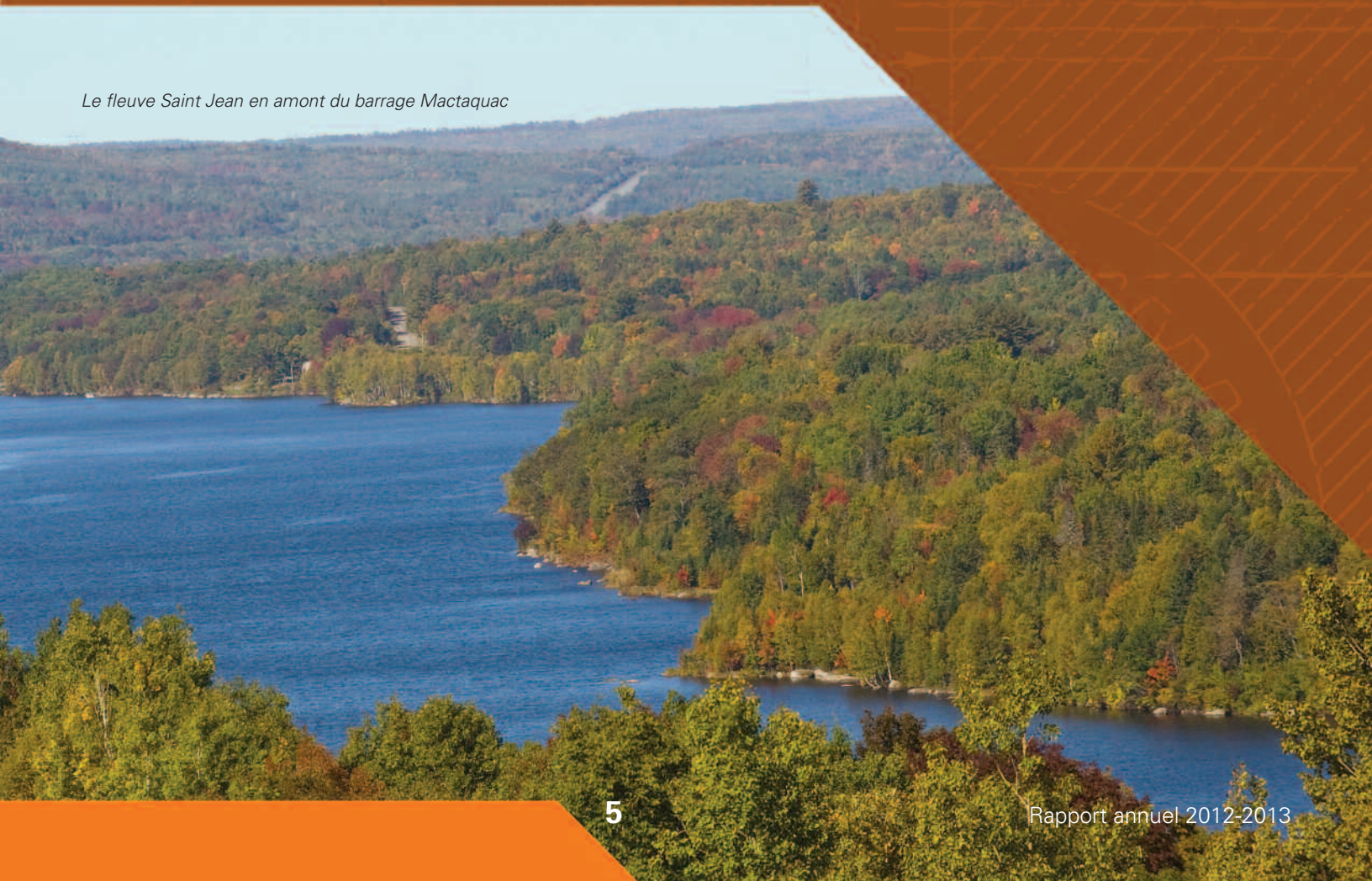
Puis il y a la remise en service de la centrale de Point Lepreau. La réfection que vient de subir la centrale va lui permettre de fournir une électricité produite sans émission de gaz à effet de serre au cours des 27 prochaines années aux clients d'Énergie NB.

Notre entreprise a pour engagement de mériter la confiance que les Néo-Brunswickois nous témoignent de façon quotidienne. Je suis fier de tous les membres du personnel d'Énergie NB et au nom des membres de son conseil d'administration, je veux les féliciter pour leur excellent travail au cours de la dernière année. Les succès de 2012-2013 augurent bien pour l'avenir de notre entreprise.



Ed Barrett  
Président du Conseil d'administration  
Énergie NB Power

*Le fleuve Saint Jean en amont du barrage Mactaquac*



# Gouvernance

Les entreprises du Groupe Énergie NB doivent être fusionnées à l'automne 2013. Entre-temps, elles sont dirigées par un seul et même président du Conseil, par le même président – directeur général, et par les mêmes administrateurs.

Le conseil d'administration est responsable de diriger les activités de toutes les entreprises du Groupe, en conformité avec la *Loi sur les sociétés commerciales* et la *Loi sur l'électricité*.

Le Groupe Énergie NB est doté d'un comité commun de vérification et d'un comité commun de planification stratégique pour la société de portefeuille et toutes les entreprises d'exploitation.

*Les membres de notre Conseil d'administration lors du lancement du projet de démonstration de véhicules électriques – de gauche à droite : Lise Ouellette, Bob Youden, Andy Justason, Ed Barrett (président du Conseil), Gaëtan Thomas (président-directeur général d'Énergie NB), John Mallory, Paul Beesley. Absents de la photo: Norm Betts, Louis LaPierre et Michael Sellman.*

Chaque société a son propre comité sur l'environnement, la santé et la sécurité, de même qu'un comité sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures.

En plus de ces comités, Énergie nucléaire NB a également un comité de surveillance nucléaire.

## Comité de vérification

Le comité de vérification a le mandat d'aider les Conseils à remplir leurs obligations en ce qui a trait aux rapports financiers, au contrôle interne et à la gestion des risques. Le Comité fait affaire directement avec les vérificateurs internes et externes.

*Les membres du comité de vérification sont : Paul Beesley (président), Ed Barrett, Norm Betts, Andy Justason, John Mallory et Lise Ouellette.*

## Comité d'environnement et de santé et sécurité

Le comité d'environnement et de santé et sécurité aide le Conseil à établir et à maintenir des politiques appropriées afin de guider les entreprises dans la poursuite de leurs objectifs pour répondre à leurs obligations en matière de sécurité de santé et d'environnement.

*Les membres du comité d'environnement et de santé et sécurité sont : Lise Ouellette (présidente), Ed Barrett, Andy Justason et John Mallory.*



## Comité de planification stratégique et d'investissement

Le Comité de planification stratégique et d'investissement est responsable de suivre la mise en œuvre du plan stratégique ainsi que de la surveillance des initiatives d'amélioration de la productivité et du rendement.

*Les membres du comité de planification stratégique sont : Bob Youden (président), Ed Barrett, Paul Beesley, Norm Betts, Lise Ouellette et Michael Sellman.*

## Comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures

Les comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures ont les mandats suivants :

### 1. Les ressources humaines

Ces comités ont été établis afin d'aider les Conseils à établir et à maintenir des politiques appropriées pour aider les entreprises à obtenir les meilleurs résultats dans la gestion des ressources humaines.

### 2. Gouvernance

Ces comités ont pour mission d'aider les Conseils à établir et à maintenir un réseau de gouvernance d'entreprise efficace.

### 3. Candidatures

Ces comités aident les Conseils à maintenir un contingent d'administrateurs ayant les qualités personnelles, la compétence et l'expérience requises pour assurer la bonne gouvernance des entreprises. Ces personnes chevronnées doivent également représenter un large éventail d'opinions.

*Les membres du comité sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures sont : Norm Betts (président), Ed Barrett et Bob Youden.*

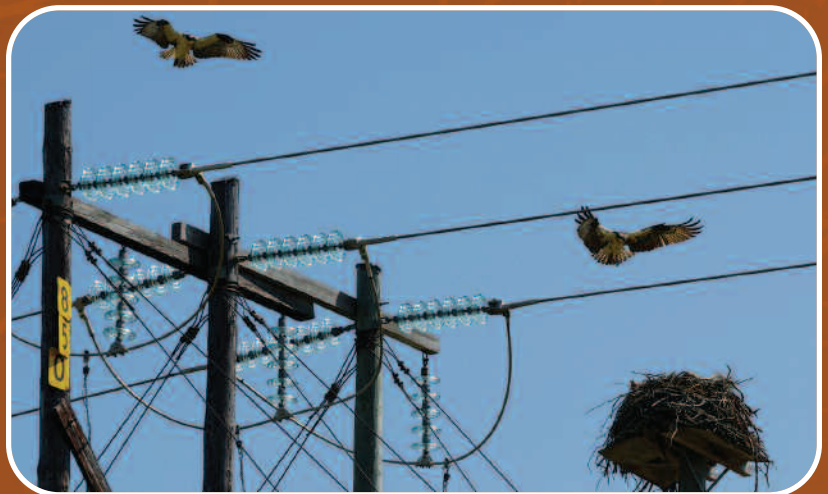
## Comité de surveillance nucléaire

Le comité de surveillance nucléaire est responsable d'évaluer le rendement d'Énergie nucléaire NB, tout particulièrement en ce qui a trait aux enjeux liés à la sécurité et à l'exploitation, assurer le suivi de tout processus de remise à neuf et voir à la surveillance des risques du nucléaire.

*Les membres du comité de surveillance nucléaire sont : Michael Sellman (président), Ed Barrett, Paul Beesley, Andy Justason et John Mallory.*



*Centrale nucléaire de Point Lepreau*



*Balbusards près de la centrale de Grand-Sault*

# Bilan de l'année du président-directeur général



Gaëtan Thomas, président – directeur général, Énergie Nouveau-Brunswick

Au cours de l'année qui vient de s'écouler, nous avons fait de grands pas vers l'accomplissement de notre vision d'avenir qui consiste à nous classer parmi les services publics les plus performants en Amérique du Nord. Nous avons amorcé un virage qui aura des effets positifs sur l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick en assurant l'établissement d'un réseau électrique viable.

Nous avons ainsi jeté les bases de notre transformation en tant qu'organisation, tout en demeurant fidèles à nos principes et à notre mission. Nous travaillons sans relâche afin de mériter la confiance de nos clients. Pour nous, cette confiance est importante à cultiver. C'est pourquoi nous nous apprêtons à leur offrir des outils qui leur permettront de mieux gérer eux-mêmes leur consommation d'électricité.

Nous avons passé les trois dernières années à reconstruire les fondements de notre entreprise tout en maintenant le niveau de fiabilité et de confiance auquel nos clients sont en droit de s'attendre. Cette confiance est primordiale pour nous au moment où nous lançons les technologies de Réseau intelligent qui donnent aux clients plus de contrôle sur la gestion de leur consommation d'électricité. Alors que la mise en œuvre du Réseau intelligent progresse, nous allons continuer de fournir de l'électricité sûre et fiable tout en maintenant nos tarifs bas et stables pour nos abonnés et en remplissant notre engagement à rembourser un milliard de dollars de notre dette au cours de la prochaine décennie.

Il me fait plaisir d'annoncer que notre entreprise a présenté des résultats financiers positifs pour une troisième année consécutive avec un bénéfice net de 69 millions de dollars. Cela grâce à des bénéfices de 173 millions de dollars en 2011-2012 et de 67 millions de dollars en 2010-2011. Il faut souligner que ces bénéfices consécutifs ont été réalisés alors que tous nos abonnés bénéficiaient d'un gel de tarifs de trois ans. Ces bénéfices sont un élément important de notre stratégie de 10 ans pour rembourser un milliard de dollars de notre dette.

Nos revenus totaux pour l'année sont passés de 1,646 milliard de dollars l'année dernière à 1,697 milliard de dollars cette année, principalement grâce aux ventes à l'extérieur de la province qui ont atteint 254 millions de dollars, leur niveau le plus élevé en cinq ans, soit 10,3 pour cent de plus que la moyenne des quatre années précédentes. Les revenus des ventes à l'intérieur de la province sont demeurés relativement stables à 1,282 milliard de dollars, soit une hausse de 1,2 pour cent par rapport à l'année dernière.

Aujourd'hui, grâce aux efforts du personnel d'Énergie NB, nous sommes une organisation de plus petite taille, mais en même temps plus productive et plus efficace. En tout, nous avons éliminé plus de 300 postes au cours des trois dernières années et, cette année, les coûts de main-d'œuvre ont diminué de 6 millions de dollars. En effet, le nombre d'employés a été réduit à 2 361 comparativement à 2 729 postes en 2008-2009 grâce à nos efforts de rationalisation des activités et de recherche de processus plus efficaces. Avec un nombre d'abonnés qui a atteint 394 585, soit un pour cent de plus que l'année précédente, notre rapport d'abonnés par employé est passé de 139 abonnés par employé en 2008-2009 à 167 abonnés par employé en 2012-2013. C'est une amélioration de 20 pour cent en seulement cinq ans.

Voici quelques-unes des mesures que nous avons mises en œuvre en 2012-2013 afin de poursuivre les efforts de rationalisation entrepris octobre 2010;

- Élimination de 47 millions de dollars en dépenses d'exploitation et d'administration;
- Adoption des méthodologies d'amélioration des processus Lean Six Sigma et la mise en œuvre d'un Système d'exploitation de gestion dans toute l'entreprise;
- Identification d'économies de coûts additionnelles recherchées de 20 millions de dollars;
- Réduction de huit à quatre le nombre de postes de vice-présidents;
- Élimination des primes au rendement de la direction et réduction des avantages et des pensions.
- Établissement d'un gel de deux ans des salaires des employés non-syndiqués.
- Négociation d'un gel salarial des grandes conventions collectives.
- Modification de notre rémunération pour assurer que les objectifs de rendement soient atteints et réduction des écarts de salaires entre des postes à Énergie NB et des emplois équivalents ailleurs dans la fonction publique provinciale;
- Mise en place de ces changements tout en maintenant d'excellentes relations de travail au sein de notre entreprise.





*Notre équipe de direction: Keith Cronkhite - Vice-président, Production et Développement des affaires; Wanda Harrison - Secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques; Darren Murphy - Vice-président, Services d'entreprise et chef des finances, Gaëtan Thomas - Président-directeur général; Sherry Thomson - Vice-présidente, Service à la clientèle, Distribution et Transport, Sean Granville - Vice-président du chantier et chef de l'Exploitation nucléaire.*

Du point de vue de l'exploitation, ce fut une excellente année pour notre entreprise puisque nous avons très bien géré nos activités et nos ressources dans l'intérêt de nos clients tout en faisant face à une baisse considérable des débits hydroélectriques, à la remise en service de Point Lepreau, et en raison d'un hiver plus froid sur notre réseau.

Les débits hydroélectriques ont atteint leur niveau le plus bas en 10 ans, se situant à 95 pour cent de la moyenne des 30 dernières années. Ceci faisait suite à neuf années consécutives de dépassement de la moyenne à long terme et après avoir atteint 132 p. 100 de celle-ci en 2011-2012.

Les répercussions de cette baisse de production hydroélectrique peuvent être démontrées comme suit : pour l'année, le réseau hydroélectrique a produit un térawatt, soit 1 000 000 de mégawatts de moins comparativement à l'année dernière. En lui-même, ce facteur représente 49 millions de dollars sur notre résultat net comparativement à l'année précédente.

Le 23 novembre 2012, la centrale nucléaire de Point Lepreau a été remise en service. Comme élément fondamental de notre alimentation en énergie dans la province et comme source d'électricité pour plus du tiers des besoins en énergie de la province du Nouveau-Brunswick, la centrale de Point Lepreau est essentielle afin d'atteindre notre objectif de voir 75 pour cent de l'électricité du Nouveau-Brunswick provenir de sources propres, renouvelables et sans émissions d'ici à 2020.

La remise en service de la centrale de Point Lepreau marque le début de 27 années prévues d'énergie sûre, fiable et sans émissions pour les abonnés du Nouveau-Brunswick et les clients d'exportation. Les dépenses d'immobilisations pour ce projet, confirmées par des vérificateurs indépendants dans le présent rapport, totalisent 1,4 milliard de dollars.

Au début de 2013, Énergie NB a présenté son dossier à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick relativement au solde du compte de report de la centrale de Point Lepreau et à la durée de vie utile prévue de la centrale. En mars 2013, la Commission de l'énergie et des services publics a tranché en faveur d'Énergie NB sur ces questions. La Commission a accepté les arguments d'Énergie NB sur l'ampleur et l'exactitude du compte de report à une somme d'un peu plus d'un milliard de dollars. Ainsi, le coût total de la centrale rénovée se situe à 2,4 milliards avec une durée de vie utile prévue de 27 ans.

Parmi les réalisations de la dernière année financière, celle qui aura probablement le plus d'effets bénéfiques à long terme pour nos abonnés est sans aucun doute l'entente de partenariat de 10 ans avec Siemens Canada en vue de la création d'un Réseau moderne, numérisé et intelligent d'électricité pour le Nouveau-Brunswick. Il s'agit d'un projet de calibre mondial pour la firme Siemens dont la réputation n'est plus à faire. De plus, Siemens s'est engagée à établir un Centre de compétence sur le Réseau intelligent et un Centre de recherche et de développement à Fredericton. Ce dernier a ouvert ses portes le 31 janvier 2013. Énergie NB est fière de voir que Siemens s'est associée à nous puisque de nombreux autres services publics à travers le monde sont intéressés par cette solution unique de Réseau intelligent qui est conçu, construit et, éventuellement, livré ici même au Nouveau-Brunswick.

En terminant, je tiens à féliciter tous nos employés pour leurs contributions aux succès décrits dans le présent rapport. Nous exploitons une entreprise complexe et nos clients dépendent de nous 24 heures par jour, 365 jours par année. Nos employés font un excellent travail pour répondre aux attentes des abonnés. Je suis extrêmement fier des progrès réalisés cette année par notre entreprise que j'entrevois allégée, plus simple, écologique et efficace pour les prochaines années. Nous allons continuer à offrir un service sûr et fiable à nos abonnés tout leur garantissant des tarifs stables et abordables.

Gaëtan Thomas  
Président-directeur général

# Revue de l'année

## Partenariat entre Énergie NB et Siemens

La direction et le conseil d'administration d'Énergie NB ont annoncé en juillet 2012 le début d'un projet de réseau intelligent en partenariat avec Siemens Canada pour moderniser le réseau électrique du Nouveau-Brunswick.

Le réseau intelligent transformera profondément la relation que nous entretenons avec nos clients. Qu'ils soient résidentiels ou commerciaux, il leur sera possible de suivre leur consommation d'électricité en temps réel. De son côté, Énergie NB pourra mieux s'adapter aux habitudes de consommation d'électricité de sa clientèle.

Énergie NB et Siemens ont annoncé en janvier l'ouverture officielle du Centre de compétence sur le réseau intelligent de Siemens Canada. L'installation, située dans le Parc du savoir à Fredericton, comprendra également un centre de recherche et développement. Ainsi, Siemens Canada crée de nouveaux emplois techniques et scientifiques pour soutenir la conception et le déploiement d'un logiciel de réseau intelligent.

La technologie de réseau intelligent créée grâce à ce partenariat nous permettra de mieux comprendre les habitudes de consommation en temps réel de nos clients. Nous aurons ainsi la capacité de remodeler la demande sur le réseau électrique d'Énergie NB.

## Point Lepreau

La centrale de Point Lepreau contribue à l'objectif provincial qui vise à faire en sorte que 75 pour cent de l'électricité consommée au Nouveau-Brunswick provienne de sources propres et renouvelables ou non polluantes d'ici 2020. La centrale nucléaire de 660 mégawatts est un élément important à la charge de base sur le réseau électrique du Nouveau-Brunswick, produisant suffisamment d'électricité pour alimenter plus de 333 000 demeures par an pour les 25 à 30 prochaines années.

La centrale de Point Lepreau, dont l'exploitation commerciale a repris en novembre 2012, a subi une cure de rajeunissement complète.

Récemment remise à neuf, cette centrale est un élément fondamental de l'approvisionnement domestique et des exportations d'énergie de la province. Elle assure la stabilité des tarifs et la souplesse financière nécessaire pour commencer à réduire la dette. La réfection de la centrale de Point Lepreau fait d'Énergie NB une entreprise de service public de calibre mondial, grâce à ses installations à la fine pointe de la technologie et à son personnel hautement qualifié.

## Décision de la Commission de l'énergie et des services publics du N.-B. au sujet du compte de report et de la durée de vie de Point Lepreau

Au terme du projet de rénovation, Énergie NB a présenté ses estimations et ses arguments relativement au solde du compte de report des travaux de réfection et à la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau.

En mars 2013, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick s'est prononcée en faveur d'Énergie NB. La Commission a accepté les positions présentées par Énergie NB sur le montant et la précision du compte de report ainsi que sur la durée de vie utile de la centrale.

La Commission a par ailleurs indiqué précédemment qu'elle va bientôt reprendre l'examen des questions relatives aux tarifs.

Tout comme ce fut le cas lors des audiences précédentes, Énergie NB est convaincue de pouvoir démontrer que les prévisions actuelles des tarifs suffiront à acquitter le solde du compte de report et que les augmentations des tarifs projetées sont fidèles aux augmentations prévues de l'inflation.

## Transformation d'énergie

L'objectif d'Énergie NB est de devenir une entreprise de services publics allégée, plus efficace, plus productive et plus rentable. L'un des moyens que nous avons utilisés pour atteindre cet objectif est Transformation d'énergie, un programme qui a été lancé en 2011 afin de trouver des gains d'efficacité dans l'organisation. Nous avons adopté une approche de gestion plus rigoureuse en recensant des possibilités d'amélioration de l'efficacité à travers Énergie NB afin de maintenir des tarifs bas et stables pour nos clients. En date du 31 mars 2013, nous avons éliminé plus de 300 postes sur trois ans et mis en œuvre une modération salariale significative, qui comprend une hausse de zéro pour cent pour certains de nos contrats importants et un gel pour le personnel non syndiqué.

Grâce à Transformation d'énergie, nous avons réalisé plusieurs objectifs, notamment l'acquisition de meilleurs outils pour gérer nos processus, l'engagement dans la formation et l'encadrement avancés des employés, une interaction épanouissante avec les clients, une définition plus précise des rôles et responsabilités ainsi que la mise en place de mesures de rendement plus strictes.

Dans le cadre du programme Transformation d'énergie et au moyen d'un examen approfondi de toutes nos activités d'exploitation à l'échelle de la province, Énergie NB a annoncé le déménagement du personnel des centres d'exploitation de Shediac et de Sackville dans les centres de Bouctouche et de Moncton. L'objectif est l'amélioration de l'efficacité et de la productivité ainsi que la réalisation d'économies de coûts et de temps en déménageant le personnel dans des centres qui sont plus proches de la répartition de leur travail.

Ce déménagement du personnel se traduira par des économies considérables tout en assurant la qualité de service. Énergie NB procède à des changements comme celui-ci à travers la province afin de mieux faire correspondre la taille et l'emplacement des équipages aux transformations récentes des exigences du travail entraînées par les nouvelles réalités démographiques de la province, en particulier dans le sud-est du Nouveau-Brunswick.

Grâce à des activités de Transformation d'énergie comme celles-ci, nous avons réussi à maintenir un gel des tarifs de trois ans, tout en continuant à nous classer parmi les entreprises de services publics les plus sûres et les plus fiables d'Amérique du Nord. C'est un travail continu et d'autres économies sont prévues afin d'assurer le respect de notre engagement lié aux tarifs pour les Néo-Brunswickois tout en respectant notre objectif de rembourser un milliard de dollars sur la dette au cours de la prochaine décennie.

*Lancement de notre partenariat avec Siemens Canada pour le réseau intelligent: Ed Barrett - Président du conseil d'administration; Gaëtan Thomas - Président-directeur général, le Dr Jan Mrosik - directeur général du réseau intelligent de Siemens, Robert Hardt - Président-directeur général de Siemens Canada.*



## Réverbères DEL

En octobre, Énergie NB a annoncé le programme de remplacement des réverbères, un nouveau programme ambitieux pour remplacer environ 72 000 réverbères actuels avec des réverbères aux diodes électroluminescentes (DEL) plus efficaces. C'est le premier élément majeur de notre parcours vers la réduction et le déplacement de la demande.

Ce programme devrait permettre à la province d'économiser près de 27 millions de kilowattheures d'électricité chaque année. En avril 2013, les équipes ont entrepris le remplacement des réverbères à vapeur de sodium à haute pression (SHP) actuels par réverbères DEL. Il faudra environ cinq ans pour remplacer tous les réverbères de la province dans le cadre d'un calendrier qui tient compte des cycles d'entretien prévus, des nouvelles installations et des remplacements stratégiques. Au courant de la première année, nous prévoyons remplacer 22 000 réverbères dans les municipalités des régions du Nord, du Sud et de l'Est de la province.

Une analyse approfondie de la rentabilité de ce programme a été présentée à la suite d'un projet pilote de trois ans de réverbères DEL mené dans 40 communautés de la province. Ce projet pilote nous a permis de déterminer les meilleures options d'éclairage pour les besoins du Nouveau-Brunswick et nous prévoyons des économies globales de près de six millions de dollars au courant des 20 prochaines années. Lorsque tous les nouveaux réverbères DEL seront installés, le Nouveau-Brunswick pourra réduire de 324 000 tonnes ses émissions de gaz à effet de serre au cours des 20 prochaines années, ce qui équivaut à retirer 3 000 voitures de la circulation.

*Réverbères DEL - Fredericton, Nouveau- Brunswick*



## Tempêtes hivernales sans précédent

Lorsque des pannes sont causées par des intempéries, la priorité absolue d'Énergie NB est de rétablir le courant en toute sécurité et le plus rapidement possible pour ses clients. Énergie NB surveille en permanence les conditions météorologiques afin d'être prête à répondre à la situation en cas de panne de courant.

En décembre 2012, nos équipes ont rétabli le courant à plus de 64 000 clients à Moncton, à Sussex, à Woodstock et à Fredericton à la suite d'une série de tempêtes pendant la période des Fêtes.

Cependant, la pire tempête à frapper le Nouveau-Brunswick, au cours de l'année 2012-2013, est survenue au cours de la semaine du 31 janvier au 4 février 2013 alors que les vents ont atteint des rafales allant jusqu'à 111 km/h. La moitié des pannes causées par cette tempête se sont produites dans les régions de Rothesay et de Sussex. Au cours de la tempête, nos centres d'interaction avec les clients ont connu un achalandage considérable de avec plus de 12 000 appels. Plus de 70 000 clients ont également utilisé notre site mobile pour signaler des pannes dans leur région. Afin d'aider nos équipes à rétablir le courant pour plus de 105 000 clients, des équipes de réparation venues d'aussi loin que du Québec et de la Nouvelle-Angleterre sont venues au Nouveau-Brunswick pour leur prêter main-forte.

Énergie NB est un membre du *Northeast Mutual Assistance Group* (NEMAG). Lors d'événements météorologiques majeurs tels que cette tempête, les demandes d'aide pour le rétablissement du courant sont acheminées vers ce groupe qui doit les évaluer. Le 31 octobre 2012, Énergie NB a répondu à un de ces appels.

Nous avons envoyé aux États-Unis environ 40 monteurs de lignes de distribution et de transport pour soutenir les efforts de rétablissement de courant à la suite de l'ouragan Sandy. Nos équipes ont travaillé sans relâche pour rétablir le courant de façon sécuritaire pour les clients des régions de Wrentham, dans le Massachusetts et de Long Island, dans l'État de New York. Les relations qu'Énergie NB entretient avec NEMAG sont réciproques. Elles ont été établies afin d'assurer que nous puissions compter les uns sur les autres lors d'événements météorologiques importants.



*Myles McCurdy, monteur des lignes sous tension, enlève des branches d'arbre d'une ligne de distribution lors d'une tempête hivernale.*

*Sean Granville, Vice-président du chantier et chef de l'Exploitation nucléaire s'entretient avec Wayne Woodworth, chef, Radioprotection et Prévention des incendies, à la centrale nucléaire de Point Lepreau.*



## Travaux dans nos centrales

### Remise à neuf de la centrale de Nepisiguit Falls

La centrale de Nepisiguit Falls a fait l'objet d'une remise à neuf au cours de la dernière année dans le cadre des activités de modification et de rénovation. La centrale hydroélectrique de 10,5 MW produit suffisamment d'électricité pour alimenter environ 30 000 foyers au Nouveau-Brunswick.

Situé à 30 km au sud de la ville de Bathurst, le long de la rivière Nepisiguit, le bief d'amont du barrage de la centrale a été restauré entre juin et octobre 2012. Tel qu'indiquent les lignes directrices du processus de l'étude d'impact environnemental de la province, les modifications apportées incluaient la réparation de béton, la modernisation du déversoir, l'installation d'une petite digue en caoutchouc et le remplacement du système de grillage pour l'entrée d'eau.

Pendant les mois d'été, le bief d'amont a été vidé afin de mener à bien les travaux. Trois pieds ont été ajoutés à la hauteur de la paroi de béton entourant le bief amont, ce qui permet au réservoir du barrage de contenir quatre pieds d'eau additionnels.

Le déversoir nouvellement installé est une digue le long du bord inférieur du bief d'amont. Cela agit comme une membrane en caoutchouc qui se gonfle par commande numérique qui remplace l'ancien panneau de commande situé au déversoir. Cette méthode est beaucoup plus sûre et plus pratique pour l'utilisation du déversoir.

Le précédent système de grillage pour l'entrée d'eau était fabriqué de barrières en bois et n'était pas en mesure de soutenir d'énormes quantités de débris. Le nouveau système de grillage de l'entrée d'eau a été reconstruit en utilisant des barrières d'acier, qui sont en mesure de soutenir un plus grand volume de débris et que l'on vide pendant la saison estivale.

D'autres améliorations ont été apportées à la sécurité de la centrale. De nouveaux blocs ont été installés pour sécuriser les salles de transformateurs et une nouvelle clôture d'enceinte permet d'assurer la sécurité du grand public.

Les modifications à l'appareillage de la centrale devraient débuter au cours de l'automne 2013.

### Évaluation hydraulique de la gorge de Grand-Sault

Une évaluation hydraulique des eaux de la gorge de Grand-Sault a été achevée en août 2012. La gorge sert de zone de déversement pour la centrale de Grand-Sault lorsque l'eau doit être libérée.

La centrale de Grand-Sault déverse environ 8 000 pieds cubes d'eau à la seconde pendant sa période de charge maximale en été. En août 2012, Énergie NB a effectué une évaluation hydraulique sur la gorge de Grand-Sault afin de déterminer le niveau d'eau exacte dans la gorge lors d'une journée d'été typique et comment celle-ci réagirait à un afflux d'eau.

L'évaluation hydraulique a été effectuée à deux reprises en utilisant des procédés différents. Le premier procédé a été effectué de façon contrôlée et organisée. Des tranches de 500 pieds cubes d'eau par seconde ont été libérées toutes les 15 minutes. Ce procédé a produit une inondation modérée de la gorge, libérant l'eau de façon à donner aux gens qui se trouvent dans la gorge amplement de temps pour quitter les lieux en toute sécurité, avec une quantité faible d'eau sur les pieds et une alarme sonore servant de signal d'avertissement. En utilisant cette méthode, la gorge est passée de 0 à 8 000 pieds cubes d'eau en quatre heures, ou environ 2 000 pieds cubes par heure.

Le second procédé qui a été utilisé a impliqué la libération immédiate de toute l'eau. Cela signifie que la gorge est passée soudainement de 0 à 12 000 pieds cubes par seconde, puisque toute l'eau a été déversée de façon immédiate. Cette évaluation nous a permis de déterminer les zones de danger potentiel.

La méthode par laquelle l'eau fut libérée de façon contrôlée a été déterminée comme étant la meilleure à suivre puisqu'elle fournit à toute personne visitant la gorge amplement de temps de quitter les lieux en toute sécurité, peut-être même sans être mouillé. L'équipe prévoit veiller à ce que des alarmes supplémentaires soient installées afin qu'elles puissent être entendues clairement à grande distance avant que l'eau soit libérée. Des plans pour tracer une ligne de sécurité autour de la gorge ont également été effectués, afin d'indiquer aux visiteurs où ils doivent se tenir lorsque l'eau est sur le point d'être libérée. Ces mesures de sécurité seront mises en œuvre dans les prochains mois afin d'assurer la plus grande sécurité des visiteurs.

Énergie NB tient à s'assurer de la sécurité publique de la gorge et continuera à travailler avec la communauté afin d'être au courant de toute activité dans les environs.

## Activités de déclassement de la centrale du Grand Lac

En avril 2012, Énergie NB a poursuivi les activités de déclassement de la centrale du Grand Lac. En moins de 12 secondes, la cheminée de 250 pieds a été détruite par une démolition contrôlée.

La centrale du Grand Lac a officiellement cessé ses activités en février 2010 après 79 années de service. Construite en 1931, elle fut la première centrale thermique d'Énergie NB. La démolition contrôlée de la cheminée a été effectuée dans le cadre des activités de démantèlement des installations. Le personnel de sécurité d'Énergie NB et les équipes d'intervention en cas d'urgence, notamment la police locale et les pompiers étaient sur place pour veiller à ce que le périmètre de sécurité soit établi et respecté. Il a fallu environ 200 bâtons de dynamite pour démolir la cheminée.

Une fois que le démantèlement de la centrale du Grand Lac sera terminé, Énergie NB s'est engagée à transformer son emplacement en espace vert public, ce qui devrait se concrétiser au courant de l'année prochaine.

## Travaux d'entretien à la centrale Millbank

La seconde génératrice de la centrale de Millbank, près de Miramichi, a complètement été remise à neuf au cours de la dernière année. Cette opération d'entretien est la toute première que subit cette génératrice depuis son entrée en service en 1991.

Entre les mois de juillet et de septembre 2012, la génératrice a été soigneusement démontée, ce qui a permis d'en remplacer les pièces les plus exposées à la chaleur lorsqu'elle fonctionne.

La centrale de Millbank est alimentée au carburant diesel. Bien qu'elle assume un rôle de réserviste la plupart du temps, elle n'en demeure pas moins un rouage important de la capacité de production d'électricité d'Énergie NB.

Les génératrices 3 et 4 de la centrale de Millbank seront, elles aussi, remises à neuf sous peu.

## Fermeture de la centrale de Dalhousie

En septembre 2012, Énergie NB a annoncé la fermeture définitive de la centrale de Dalhousie. Cette décision a été prise à la suite d'un examen exhaustif des options envisageables afin de poursuivre l'exploitation de la centrale. Il a toutefois été déterminé qu'aucune option économiquement viable ne permettait de maintenir ouverte la centrale de Dalhousie. L'examen a notamment envisagé l'emploi de différents autres carburants ainsi que la possibilité de céder l'exploitation de la centrale à un sous-traitant.

La fermeture de la centrale de Dalhousie a été décidée en conformité avec la mission d'Énergie NB de fournir un approvisionnement en électricité à la fois fiable et bon marché à ses clients. La société a en outre pris des mesures afin de réduire les répercussions négatives de cette décision sur les employés de la centrale.

Une étude d'impact environnementale approfondie sera menée avant le démantèlement de la centrale qui devrait s'échelonner sur environ quatre ans. Au cours de cette période, Énergie NB versera la pleine valeur des impôts fonciers dus à la municipalité de Dalhousie.

La société prévoit qu'il y aura 25 employés sur le site au début de la phase de démantèlement. Ceux-ci seront progressivement réaffectés à d'autres tâches au sein d'Énergie NB.

Centrale hydroélectrique de Beechwood



# Projets et partenariats

## PowerShift Atlantique

PowerShift Atlantique fut lancé en 2010 dans le cadre du programme du Fonds pour l'énergie propre au Canada. Il s'agit d'un projet de recherche menée par Énergie NB en partenariat avec Ressources naturelles Canada, Saint John Energy, Maritime Electric, Nova Scotia Power, l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, l'Université du Nouveau-Brunswick, le gouvernement du Nouveau-Brunswick et le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard. Ce projet met à l'essai de nouvelles technologies qui redirigent l'approvisionnement énergétique vers des appareils spécifiques dans les résidences et les bâtiments commerciaux afin d'optimiser la production éolienne avec peu ou pas d'inconvénients pour les clients participants.

Le projet a démarré sa troisième année en 2012-2013 et se poursuivra jusqu'à l'automne 2014. Le projet a connu plusieurs étapes importantes au cours de ce dernier exercice au Nouveau-Brunswick. À l'automne, Énergie NB a effectué le déplacement à distance des tendances de consommation des charges et dispositifs électriques de deux bâtiments d'Énergie NB, le siège social et le Centre des services situé sur la rue Gilbert à Marysville, par l'intégration d'un système de gestion énergétique au sein des systèmes de chauffage et de climatisation.

Quatre projets pilotes sont présentement en cours grâce à la participation de 675 clients résidentiels et de 43 sites commerciaux raccordés, pour un total de 3,47 MW de charge. Chaque projet pilote a une solution technique unique et est axé sur des utilisations concrètes et des fournisseurs de services d'agrégation. Deux modèles de la centrale virtuelle créés dans le cadre de ce projet sont maintenant en service, un pour chaque exploitant de réseau qui participe au projet. Chaque agrégateur progresse à son propre rythme en vue de se raccorder à la centrale virtuelle et de réaliser des essais contrôlés sur la fonctionnalité de bout en bout.

L'objectif est de faire en sorte que d'ici septembre 2013, le projet comporte environ 15 MW de charge pouvant être commandée par un contingent de clients commerciaux et résidentiels.

Énergie NB a été la première entreprise au monde à utiliser le déplacement de la charge afin d'intégrer l'énergie éolienne sur le réseau électrique. Cela nous permettra de faire un usage plus efficace de l'énergie éolienne afin de fournir de l'électricité propre et sans émission à nos clients.

## Programme de chauffe-eau de PowerShift Atlantique

Au début de 2013, PowerShift Atlantique a lancé son premier projet d'envergure visant les clients résidentiels. L'équipe a commencé le recrutement de clients qui ont d'anciens chauffe-eau de location d'Énergie NB d'une capacité de 60 gallons, dans la région du Grand Fredericton.

Énergie NB va remplacer ces appareils par des chauffe-eau d'une capacité de 60 gallons munis de capteurs de température internes et d'un appareil de communication qui se branche à Internet. Le dispositif de communication surveille le capteur de température et permet à Énergie NB de régler à distance le chauffage de l'eau en fonction des tendances du vent. Si le vent ne souffle pas, la température est diminuée et si le vent souffle, la température est augmentée.

La plupart des participants ce sont inscrits lors de campagne de recrutement à ce stade se fait par l'intermédiaire de campagnes de recrutement. Les renseignements recueillis à partir des dispositifs de communication sur ces chauffe-eau fourniront à PowerShift Atlantique de l'information dont elle a besoin pour mener à bien cette importante recherche.



Parc éolien de Kent Hills



## Reconnaissance nationale dans le domaine de l'énergie éolienne

À l'automne 2012, Énergie NB et PowerShift Atlantique ont été reconnus à l'échelle nationale alors qu'ils ont reçu le prix RJ Templin. Cette distinction prestigieuse récompense les progrès accomplis dans le domaine de la recherche et du développement des méthodes de stockage et d'utilisation de l'énergie éolienne au Canada. Énergie NB a accepté la distinction au nom de tous ses partenaires de PowerShift Atlantique.

Le partenariat PowerShift Atlantique a fait avancer nos connaissances afin de mieux exploiter cette source d'énergie abondante et renouvelable pour nos clients.

Cela s'inscrit dans les objectifs d'Énergie NB qui souhaite que d'ici 2020, 40 % de l'énergie qu'elle offre à ses clients soit de source renouvelable.

Grâce aux efforts d'Énergie NB et au déploiement du réseau intelligent de Siemens qui permettra de réduire et de déplacer la demande d'électricité, ainsi qu'à des investissements dans le domaine de la technologie et l'éducation, les Néo-Brunswickois peuvent s'attendre à un avenir marqué par l'innovation et l'énergie durable.

Avec ses 294 MW de capacité de production éolienne, le Nouveau-Brunswick est un chef de file au Canada en matière d'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique. Énergie NB a conclu des ententes de production éolienne à long terme alors que les tarifs demeurent concurrentiels, ce qui lui permet de fournir une énergie sans émissions de gaz à effet de serre.

Le caractère irrégulier de l'énergie éolienne exige que les entreprises de services publics utilisent d'autres formes de production pour s'assurer de toujours pouvoir répondre à la demande.

Une tranche supplémentaire de 208 MW d'énergie éolienne existe à l'Île-du-Prince-Édouard et dans le nord de l'État du Maine. Ainsi, Énergie NB, par l'intermédiaire d'ententes, dispose d'une capacité totale d'énergie éolienne de 502 MW pouvant s'ajouter à son parc de production actuel. Relativement à la taille de son réseau électrique (avec des charges saisonnières qui tombent sous les 1000 MW), le Nouveau-Brunswick possède une capacité de production d'énergie éolienne parmi les plus élevés en Amérique du Nord.

## Partenariat entre Énergie NB et Énergie Edmundston

En avril 2012, Énergie NB et Énergie Edmundston ont conclu un partenariat qui permet l'expansion du territoire de la clientèle d'Énergie Edmundston. Ce partenariat comprend également une entente d'achat d'énergie de 20 ans entre les deux entreprises.

Énergie Edmundston a été fondée en 1911 et dessert aujourd'hui plus de 5 800 clients résidentiels et commerciaux. Elle est la seule entreprise de service public municipal au Nouveau-Brunswick qui produit sa propre électricité à l'aide de deux barrages hydroélectriques.

Dans le cadre de cet accord, Énergie NB achète 100 pour cent de la production d'Énergie Edmundston, à la fois des systèmes hydroélectriques de Madawaska et de Rivière-Verte. De plus, Énergie Edmundston a entrepris de desservir de nouveaux clients de la région du Nord qui étaient auparavant des clients d'Énergie NB. En juillet, Énergie Edmundston a commencé à fournir de l'électricité à ces clients. Énergie NB offrira également les services de location de chauffe-eau à tous les clients de la région d'Edmundston, dans le cadre de cet accord.

Ce partenariat est très important pour Énergie NB, alors qu'elle entreprend la diversification de ses sources de production pour y inclure plus d'énergie renouvelable. Cet accord de partenariat nous aide également à atteindre certains de nos objectifs importants en contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et s'inscrit dans notre vision de la durabilité en répondant aux besoins d'aujourd'hui tout en veillant à ceux de l'avenir.

## Partenariat avec Saint John Energy

Au cours de la dernière année financière, Énergie NB a conclu une entente de partenariat de 10 ans avec Saint John Energy.

En vertu de cette entente, Énergie NB sera le fournisseur exclusif d'électricité de Saint John Energy qui dessert quelque 35 000 abonnés sur le territoire de la ville de Saint John.

Ce partenariat prévoit l'instauration d'une nouvelle méthode de calcul des charges d'électricité, ce qui va permettre à Saint John Energy d'économiser environ 1,4 millions \$ annuellement. SJE s'engage en retour à investir les sommes économisées dans la mise en œuvre d'initiative de réduction et de déplacement de la demande.



Centrale de Grand-Sault

# Production

Énergie NB possède l'un des parcs de production les plus variés en Amérique du Nord, qui comprend 12 centrales hydroélectriques, au charbon, au mazout et au diesel. L'ensemble des centrales à production classique a une capacité nette de 2 853 MW, qui comprend 1 439 MW de production thermique, 889 MW de production hydroélectrique et 525 MW de production par l'utilisation de turbines à combustion.

Les employés du service de Production effectuent la surveillance et l'entretien de ces centrales afin d'assurer une exploitation sûre, fiable et efficace. Énergie NB investit dans des travaux de remise à neuf afin de prolonger le cycle de vie de ces centrales.

Énergie NB importe et exporte de l'énergie sur les marchés voisins et conclut des ententes à court et à long terme avec ses partenaires afin de vendre et d'acheter au meilleur prix possible. Le groupe du service de Commercialisation est aussi chargé de surveiller les marchés financiers, de couverture contre l'inflation et du gaz naturel.

# Transport

Le réseau d'Énergie NB est relié à ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard.

Il est exploité à partir du Centre de conduite du réseau, qui est situé à Fredericton et fonctionne 24 heures par jour, sept jours, 365 jours par année.

Les employés affectés au transport de l'électricité sont chargés de l'exploitation et de l'entretien, des 46 postes et postes de sectionnement qui sont reliés par plus de 6 849 km de lignes de transmission, dont la tension varie de 69 kV à 345 kV.

Les employés de Transport d'Énergie NB effectuent des travaux d'entretien réguliers afin d'éviter toute interruption. Ils ont également des relations directes avec les clients, par exemple les demandes de renseignements sur les pannes, les emprises et les activités d'élagage.



Pylônes de transport de lignes de 345 KV à Keswick, N.-B.

Transport d'Énergie NB veille au contrôle de la croissance de la végétation le long des lignes de transmission. Au Canada, plus de la moitié des pannes d'électricité se produisent lorsque la végétation entre en contact avec des fils électriques. Ainsi, des arboriculteurs qualifiés et des techniciens forestiers utilisent des outils de coupe, de tonte et d'élagage mécaniques et manuels, ainsi que des herbicides approuvés par Santé Canada, pour réduire la végétation gênante.

# Distribution et service à la clientèle

Le système de distribution d'électricité de la province est exploité et entretenu par les employés de la Distribution et du Service à la clientèle d'Énergie NB. Ces employés desservent quelque 394,585 clients directs et indirects à travers la province.

Le système de distribution du Nouveau-Brunswick comprend un centre de contrôle de la distribution et 237 sous-stations de distribution et de vente d'énergie en gros et au secteur industriel. Il est doté de 590 000 poteaux sur lesquels reposent plus de 20 000 kilomètres de fils électriques et de lignes de transmission qui sillonnent le territoire dans toutes les directions.

Les employés de la distribution se concentrent sur la mise en valeur des actifs et veillent à ce que les employés travaillent efficacement et en toute sécurité afin d'assurer que les clients reçoivent le meilleur service qui soit au meilleur coût possible. Les employés de la distribution conçoivent, construisent et font fonctionner les sous-stations de distribution, les lignes, installations et équipements.

Toujours soucieux d'offrir un excellent service à la clientèle, ces employés travaillent directement avec les clients pour les aider à gérer leurs comptes et leur donner des conseils en matière de consommation d'énergie. Énergie NB compte être davantage présente lors d'événements publics tels que des salons d'habitations, des journées consacrées à la sécurité ainsi que des festivals afin de se rapprocher de sa clientèle.

Énergie NB travaille avec Siemens afin de créer le Réseau intelligent qui, dans l'avenir, permettra aux consommateurs de mieux contrôler et gérer l'usage qu'ils font de l'électricité. Les préparatifs en vue de démonstrations ont été entreprises cette année et des représentants du service à la clientèle ont recruté des ménages afin qu'ils participent au programme de chauffe-eau de PowerShift Atlantique. Des représentants du service à la clientèle recruteront d'autres consommateurs en 2013-2014 pour qu'ils prennent part à d'autres projets pilotes comme celui des Accumulateurs thermiques d'électricité. Ces appareils permettent de convertir de l'électricité consommée en-dehors des périodes de pointe en chaleur pouvant être stockée et utilisée afin d'assurer le confort résidentiel tout au long de la journée. Cela fait partie de notre feuille de route de réduction et de déplacement de la demande.

*Une équipe procède à des travaux d'entretien à Bouctouche, N.-B.*





*Lignes de transport près de Bathurst, Nouveau- Brunswick*

# Rapport de gestion 2012-2013

## Table des matières

Analyse par la Direction .....	21
Rapports de la Direction et des vérificateurs .....	37
États financiers cumulés .....	38
Notes complémentaires .....	43

## Rapport de gestion

### Introduction

Le présent rapport de gestion examine les résultats financiers et d'exploitation de l'exercice clos le 31 mars 2013 comparativement à ceux de l'exercice précédent. Ce rapport devrait être lu parallèlement aux états financiers cumulés et aux notes complémentaires.

Sociétés incluses dans les états financiers cumulés

Les états financiers cumulés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick ainsi que ceux de ses entreprises d'exploitation :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB »), qui comprend :
  - o la New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (« Coleson Cove »);
  - o Mine Reclamation Inc. (« MRI ») (auparavant NB Coal Limited);
- 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 service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution Énergie NB »).

Ces sociétés sont collectivement désignées sous les appellations « Énergie NB », le « groupe Énergie NB », le « Groupe » ou la « Corporation ».

### Contenu du rapport de gestion

Sujet	But
Facteurs de performance financière et d'exploitation	Explique l'incidence des facteurs contribuant à la variabilité des bénéfices.
Sommaire de la performance financière	Fournit un sommaire des principaux résultats financiers de l'exercice.
Événements importants bénéfiques au cours de l'exercice considéré.	Souligne les événements importants ayant eu une incidence sur le bilan et les
Résultats financiers d'un exercice à l'autre des variations d'un exercice à l'autre.	Explique les résultats financiers pour l'exercice 2012-2013, y compris l'analyse
Reports réglementaires	Explique l'incidence des reports réglementaires.
Instruments financiers	Décrit l'incidence des instruments financiers sur les résultats financiers.
Situation de trésorerie et sources de financement financement.	Explique les changements à la situation de trésorerie et aux sources de
Méthodes comptables critiques sur les états financiers cumulés.	Décrit les modifications apportées aux méthodes comptables et leur incidence
Principales estimations comptables	Explique les estimations effectuées et leur incidence sur les résultats.

## Facteurs de performance financière et d'exploitation

### Introduction

Cette section décrit la raison pour laquelle les bénéfices avant impôts du groupe Énergie NB sont sujets à des variabilités importantes dans le cours normal des activités.

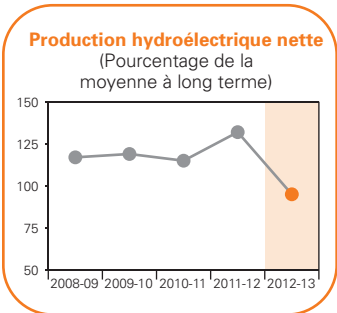
## Incidence des facteurs de performance financière et d'exploitation

Bon nombre des facteurs qui influent sur les bénéfices avant 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 ayant une incidence sur la performance financière et d'exploitation

Le tableau suivant présente les principaux facteurs qui ont historiquement eu une incidence sur la variabilité des bénéfices d'Énergie NB, et il explique comment chaque facteur influence la variabilité des produits et des charges.

Facteur	Description							
Contrats d'achat d'énergie basés sur le gaz naturel	Représente : <ul style="list-style-type: none"> <li>environ 10 % à 15 % de l'approvisionnement total;</li> <li>environ 15 % à 20 % du total des coûts de combustible et d'achats d'énergie.</li> </ul>	Étant donné que le prix des contrats d'achat d'électricité d'Énergie NB est fondé en partie sur le prix du gaz naturel, le Groupe gère cette exposition par la conclusion d'achats à terme pour ses besoins en gaz naturel.						
Achats d'énergie à court terme	Représente : <ul style="list-style-type: none"> <li>environ 40 % à 45 % des besoins d'approvisionnement totaux;</li> <li>environ 55 % à 60 % du total des coûts de combustible et d'achats d'énergie.</li> </ul>	Selon le prix mondial du pétrole, de l'énergie à moindre coût est achetée pour remplacer la production interne au mazout. Énergie NB conclut généralement des achats à terme d'énergie pour alimenter les besoins prévus.						
Production à base de charbon ou de coke de pétrole	Représente : <ul style="list-style-type: none"> <li>environ 15 % à 20 % de l'approvisionnement total;</li> <li>environ 10 % à 15 % des coûts de combustible et d'achat d'énergie.</li> </ul> <p>Le charbon est normalement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux. Parce que divers types de charbon sont mélangés et brûlés, le charbon est acheté à partir d'un certain nombre de contreparties, généralement à des prix fermes et fixes.</p>	Le coke de pétrole est aussi généralement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux. Une composante à prix variable est généralement intégrée dans les contrats du coke de pétrole où le prix d'achat reflète un indice de prix lors de la livraison du coke de pétrole.						
Production hydroélectrique	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 flux hydrauliques peuvent augmenter ou baisser les coûts de production.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Lorsque les flux hydrauliques sont</th> <th>Énergie NB</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>plus bas que prévu,</td> <td>utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.</td> </tr> <tr> <td>plus élevés que prévu,</td> <td>réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.</td> </tr> </tbody> </table> <p>La production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme au cours des dix dernières années a varié de 95 % à 143 %.</p>	Lorsque les flux hydrauliques sont	Énergie NB	plus bas que prévu,	utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.	plus élevés que prévu,	réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.
Lorsque les flux hydrauliques sont	Énergie NB							
plus bas que prévu,	utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.							
plus élevés que prévu,	réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.							



Facteur	Description													
<p>Marges à l'extérieur de la province</p>	<p>La place du Groupe dans le marché régional de l'énergie dépend des prix. Les prix du marché dans les régions environnantes sont généralement fondés sur le coût de production du gaz naturel.</p> <p>Normalement, l'énergie produite à moindre coût ou à tirage obligatoire est utilisée dans la province et toute énergie restante est disponible pour vente à l'extérieur de la province.</p> <p>Sous réserve des conditions d'exploitation, le Groupe conclut des contrats de vente à terme à l'extérieur de la province, ce qui lui permet de réaliser des marges plus prévisibles à l'extérieur de la province.</p>													
<p>Production d'électricité à partir du mazout lourd</p> <div data-bbox="94 640 430 955"> <table border="1"> <caption>Prix du Mazout lourd (\$US/baril, moyenne)</caption> <thead> <tr> <th>Année</th> <th>Prix (\$US/baril)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2008-09</td> <td>~65</td> </tr> <tr> <td>2009-10</td> <td>~62</td> </tr> <tr> <td>2010-11</td> <td>~75</td> </tr> <tr> <td>2011-12</td> <td>~115</td> </tr> <tr> <td>2012-13</td> <td>~95</td> </tr> </tbody> </table> </div>	Année	Prix (\$US/baril)	2008-09	~65	2009-10	~62	2010-11	~75	2011-12	~115	2012-13	~95	<p>Le mazout lourd exposé aux fluctuations des prix du marché représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• environ 0 % à 5 % des besoins d'approvisionnement totaux;</li> <li>• de 5 % à 10 % des coûts de combustible et d'achat d'énergie.</li> </ul> <p>En 2012-2013, le marché était plutôt instable en raison du prix du mazout lourd, qui a atteint plus de 115 \$/b (\$ US) et qui a chuté à un peu moins de 83 \$/b (\$ US).</p> <p>Pour réduire son exposition à court et à moyen terme aux variations du prix du mazout lourd, le Groupe conclut généralement des contrats d'achat à terme pour ses besoins en mazout lourd selon les exigences prévues pour la province et pour ses exportations garanties.</p>	
Année	Prix (\$US/baril)													
2008-09	~65													
2009-10	~62													
2010-11	~75													
2011-12	~115													
2012-13	~95													
<p>Taux de change</p>	<p>Énergie NB est exposée à des risques liés aux taux de change lorsque les achats de combustible et d'énergie, qui se font en devises américaines, ne compensent pas les revenus reçus en devises américaines.</p> <p>Le dollar canadien a été légèrement volatil au cours de l'exercice précédent, sa valeur en comparaison avec le dollar américain ayant fluctué entre 0,96 \$ et 1,03 \$ au cours de l'exercice.</p> <p>Énergie NB conclut habituellement des contrats d'achat à terme pour couvrir ses besoins en dollars américains déduction faite des produits attendus en dollars américains.</p>													
<p>Production d'énergie nucléaire</p>	<p>Au cours des exercices précédents, la production nucléaire représentait jusqu'à 25 % de la production totale par l'intermédiaire 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 été mise hors service pour sa remise à neuf. Elle a été remise en service le 23 novembre 2012.</p> <p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• environ 5 % à 10 % des besoins d'approvisionnement totaux;</li> <li>• environ 0 % à 5 % du total des coûts de combustible et d'achat d'énergie.</li> </ul>													

## Performance financière

### Introduction

La présente section donne un aperçu de la performance financière du groupe Énergie NB pour l'exercice.

### Mesures importantes de la performance financière

Performance financière (en millions)	2012-2013	2011-2012
Bénéfice net (perte nette)	69 \$	173 \$
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	263 \$	388 \$
Dépenses en immobilisations nettes	296 \$	279 \$
Dette totale à la fin de l'exercice	4 714 \$	4 533 \$
Hausse nette de la dette	181 \$	83 \$
Charges (produits) reporté(e)s à des fins réglementaires <sup>1</sup>	86 \$	180 \$

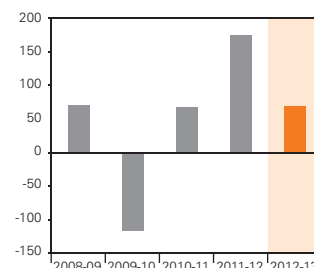
<sup>1</sup> Les charges engagées pour l'exercice en cours liées à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (coûts de la période et coûts d'énergie supplémentaire) sont reportées et seront recueillies dans des tarifs futurs.

### Ratios et pourcentages financiers

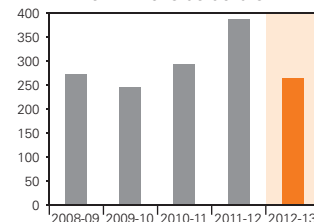
Ratios et pourcentages financiers	2012-2013	2011-2012
Marge d'exploitation	10 %	18 %
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/ dépenses en immobilisations	0,89	1,39
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/dette totale	0,06	0,09
Dépenses en immobilisations/valeur comptable nette des immobilisations	7 %	7 %
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	90 %	91 %
Ratio de couverture des intérêts <sup>2</sup>	1,03	1,59

<sup>2</sup> Le ratio de couverture des intérêts est défini comme le bénéfice ajusté avant intérêts et impôts (bénéfice avant intérêts et impôts déduction faite des frais de gestion du portefeuille de la dette et des revenus de placements) divisé par les frais financiers ajustés (frais financiers nets des produits d'intérêt, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, de l'amortissement de l'escompte de débetures et de l'amortissement des intérêts différés).

**Bénéfice net (perte nette)**  
en millions de dollars



**Flux de trésorerie provenant de l'exploitation**  
en millions de dollars





## Faits saillants

Le bénéfice net d'Énergie NB s'est élevé à 69 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à 173 millions de dollars pour l'exercice précédent. Le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices s'est élevé à 102 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à 231 millions de dollars pour l'exercice précédent. Les facteurs importants qui ont contribué à l'écart de 129 millions de dollars d'un exercice à l'autre sont les suivants :

- une diminution de la marge brute, déduction faite des reports réglementaires de 123 millions de dollars, principalement en raison :
    - o de la réduction de la capacité de la centrale de Point Lepreau après la reprise des activités commerciales de cette dernière, en raison de la nécessité d'ajuster la composition chimique de l'eau de chaudière et des défis posés par l'alimentation (au cours de l'exercice précédent, les coûts équivalents aux fins de cette énergie de remplacement ont été reportés);
    - o des flux hydrauliques moins élevés en 2012-2013, qui ont atteint 95 % de la moyenne à long terme, comparativement à 132 % en 2011-2012;
    - o de l'augmentation des coûts de production découlant des achats d'énergie renouvelable, de la réduction de la consommation de gaz naturel ainsi que d'interruptions non planifiées et prolongées à la centrale de Belledune et des volumes plus élevés;partiellement contrebalancés par :
    - o des produits plus élevés à l'intérieur de la province découlant des températures plus froides, partiellement contrebalancés par la diminution de la charge de transport résidentielle et industrielle ajustée en fonction de la température;
    - o des produits plus élevés à l'extérieur de la province dus aux prix et aux volumes d'exportation plus élevés;
  - une augmentation de 37 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2012-2013 (se reporter à la rubrique « Résultats d'un exercice à l'autre – Charges » pour plus de détails);
  - une augmentation des frais de financement de 5 millions de dollars (se reporter à la rubrique « Résultats d'un exercice à l'autre – Charges » pour plus de détails);
- partiellement contrebalancées par :
- une diminution de 33 millions de dollars des charges d'amortissement et de déclassement en 2012-2013 (se reporter à la rubrique « Résultats d'un exercice à l'autre – Charges » pour plus de détails).

Des coûts autres qu'en capital de 86 millions de dollars ont été engagés relativement au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau; toutefois, ces coûts ont été reportés, conformément à la loi (sans incidence sur le bénéfice de l'exercice courant) et seront amortis sur la durée de vie de la centrale remise à neuf.

En 2012-2013, la dette du groupe Énergie NB a augmenté de 181 millions de dollars. L'augmentation est principalement due à des besoins de financement pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et du report connexe. (Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour plus de détails.)

## Événements importants

Les événements importants suivants ont eu une incidence sur les résultats financiers du groupe Énergie NB.

### Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le 23 novembre 2012, la centrale de Point Lepreau a repris son exploitation commerciale, marquant ce qui est prévu être le début de 27 années d'approvisionnement en énergie sûre, fiable et non polluante pour les Néo-Brunswickois et nos clients à l'exportation. Les dépenses en immobilisations liées à ce projet ont totalisé 1,4 milliard de dollars.

Au début de 2013, pendant une période de cinq jours, Énergie NB a déposé sa cause devant la Commission de l'énergie et des services publics (la « CESP ») du Nouveau-Brunswick au sujet des questions relatives au solde du compte de report et à l'évaluation de la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau. Au cours des audiences, Énergie NB a présenté un dossier fondé sur les éléments de preuve présentés et expliqués par divers témoins internes et externes. Cela comprenait une preuve fondamentale pour l'évaluation d'Énergie NB de la durée de vie utile prévue de 27 ans pour la centrale remise à neuf. Cela comprenait également des éléments de preuve internes et de témoins experts confirmant qu'Énergie NB a pris de nombreuses mesures pour assurer que les coûts engagés étaient précis et répartis de façon appropriée et que les coûts accumulés inclus dans le compte de report de la centrale de Point Lepreau étaient nécessaires et consignés en conformité avec la réglementation. En mars 2013, la CESP a statué en faveur d'Énergie NB au sujet des questions relatives au solde du compte de report et à l'évaluation de la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau. La Commission a accepté les positions présentées par Énergie NB sur l'étendue et la précision des données du compte de report et la durée de vie prévue de la centrale.

La CESP va établir le calendrier des audiences à une date ultérieure afin d'aborder le financement approprié et la méthode d'amortissement qui doit être utilisée pour déterminer le montant à recouvrer, et l'effet de ce recouvrement sur les tarifs d'Énergie NB. Énergie NB est convaincue qu'une modeste augmentation des tarifs de 2 % dans les prévisions financières de dix ans sera suffisante pour recouvrer les coûts de remise à neuf.

### Gel des tarifs

En janvier 2011, le Conseil d'administration d'Énergie NB a reçu une lettre de mandat de l'actionnaire qui comprenait un certain nombre de directives spécifiques, dont l'une qui demandait à Énergie NB de mettre en place un gel des tarifs de trois ans qui prendra fin en septembre 2013. En conséquence de cette directive, le programme de couverture a été prolongé de 18 mois d'achats à l'avance à 36 mois d'achats à l'avance. Cela a aidé à atténuer le risque lié à l'instabilité des prix de combustible et d'achat d'énergie pendant le gel des tarifs de trois ans.

## Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Au cours de l'exercice, le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a permis aux entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer la mise en œuvre des IFRS. Le groupe Énergie NB a répondu aux exigences pour le report et a choisi de reporter la mise en œuvre des IFRS au 1<sup>er</sup> avril 2015. Cela cadre avec ce que font d'autres services publics à tarifs réglementés d'entreprises publiques.

## Passif lié au déclassement thermique

Au cours de l'exercice, les activités de déclassement ont commencé à la centrale de Dalhousie, ce qui a donné lieu à des dépenses de 3 millions de dollars et à une diminution du passif (sans incidence sur l'état des résultats).

## Passif lié au déclassement nucléaire

Le passif lié au déclassement nucléaire a été révisé afin de tenir compte du changement dans la durée de vie utile de la centrale qui est passée de 25 ans à 27 ans. En conséquence, le passif a augmenté de 25 millions de dollars. Sur la durée de vie de la centrale, l'augmentation de l'amortissement sera contrebalancée par la diminution de la charge de désactualisation.

## Poursuite judiciaire relativement à des dommages importants et à un délai de démarrage

En août 2011, Lloyds Underwriting a refusé les réclamations d'assurance d'Énergie nucléaire NB et d'Énergie atomique du Canada limitée en alléguant que lesdites réclamations n'étaient pas couvertes par la police tous risques en construction de chaque entité. En février 2012, Énergie nucléaire NB et Énergie atomique du Canada limitée ont chacune entrepris des poursuites judiciaires distinctes contre Lloyds Underwriting afin de faire une réclamation à l'égard de dommages et de délais liés aux activités relatives aux tubes et calandre, en vertu de leur police respective. Énergie nucléaire NB a réclamé environ 65 millions de dollars en vertu de la section de la police couvrant les dommages importants et 255 millions de dollars en vertu de la section couvrant les délais de démarrage.

## Amélioration continue des processus

Le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick exige qu'Énergie NB mette en œuvre des réductions de coûts et exploite un service public de la Couronne plus efficient. En 2011-2012, Énergie NB a embauché un cabinet afin de recenser les occasions d'amélioration de l'efficacité au sein du Groupe qui lui permettront de réaliser des économies. Cette initiative de 36 semaines, dite de « transformation de l'énergie », avait pour objectif de réaliser des économies récurrentes en améliorant la productivité et les processus. À la fin de 2012-2013, ces économies récurrentes se chiffraient à 19 millions de dollars.

## Réintégration

Le Plan directeur de l'énergie prévoit la fusion du Groupe au sein d'un seul service public de la Couronne à intégration verticale, ainsi que la dissolution de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et la réintégration des fonctions d'exploitation du réseau au sein d'Énergie NB. Cette réintégration devrait être achevée d'ici le 1<sup>er</sup> octobre 2013, et elle permettra de réduire les coûts et d'améliorer l'efficacité de l'exploitation afin que la Corporation puisse relever les défis liés à la dette de façon très stratégique et ciblée.

## Réduire et déplacer la demande (REDD)

Énergie NB a conclu un accord pluriannuel avec Siemens Canada pour intégrer la technologie de réseau intelligent dans le réseau d'électricité de la province et créer un centre de compétence à Fredericton. L'accord permettra à Énergie NB de continuer d'offrir à ses clients des taux stables en modernisant le réseau d'électricité provincial.

Reconnaissant la directive du Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick selon laquelle « les initiatives de réseau intelligent se mesureront à l'aune des retombées chez les consommateurs et de l'activité économique », Énergie NB et Siemens Canada travailleront ensemble afin d'accélérer les avantages de la réduction et du déplacement de la demande tout en veillant à ce que les meilleures pratiques mondiales de Siemens fassent partie de la mise en œuvre.

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 récente stratégie de réduction et de déplacement de la demande (REDD) visant à maintenir des tarifs bas et stables pour les clients en réduisant la nécessité de construire de nouvelles installations de production d'électricité à l'avenir.

## Accord avec Énergie Edmundston

Le 16 avril 2012, Énergie Edmundston et Énergie NB ont annoncé qu'ils avaient conclu un accord qui permet l'expansion de la frontière à la clientèle d'Énergie Edmundston. L'accord comprend également une entente d'achat d'énergie de 20 ans dans le cadre de laquelle Énergie NB achète 100 % de la production d'Énergie Edmundston provenant à la fois des systèmes hydroélectriques de Madawaska et de la rivière Verte. En outre, l'accord comprend une entente d'approvisionnement en énergie selon laquelle Énergie NB fournit 100 % des besoins énergétiques d'Énergie Edmundston pour les 20 prochaines années.

## Résultats d'un exercice à l'autre – Produits

### Introduction

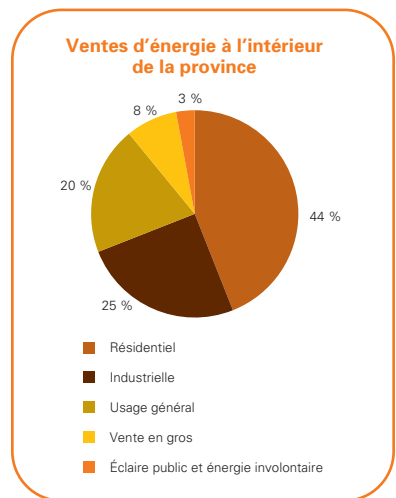
La présente section contient un compte rendu des produits d'Énergie NB au cours de l'exercice et par rapport aux exercices précédents.

### Vue d'ensemble des produits

Vue d'ensemble des produits (en millions)	2012-2013	2011-2012
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province	1 282 \$	1 266 \$
À l'extérieur de la province	254	225
Transport	94	90
Divers	67	65
Total des produits	1 697 \$	1 646 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	3 %	0 %

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

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province (en millions)	2012-2013	2011-2012
Résidentiel	564 \$	569 \$
Industriel	321	306
Usage général	257	271
Vente en gros	103	96
Éclairage public et énergie involontaire	37	24
Total	1 282 \$	1 266 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	1 %	2 %
GWh	13 163	12 932
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	2 %	2 %



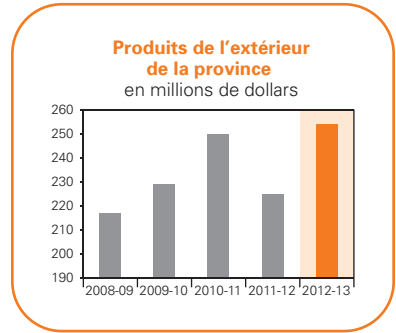
### Principaux facteurs contribuant aux écarts de vente à l'intérieur de la province d'un exercice à l'autre

Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 282 millions de dollars en 2012-2013, ce qui représente une augmentation de 16 millions de dollars ou de 1 % par rapport à 2011-2012. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>		
Augmentation	40 millions de dollars	Températures plus froides, Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie et règlements sur le marché relatifs à l'ordonnancement du réseau
<b>Facteurs compensatoires</b> (Diminution)	(24 millions de dollars)	Diminution de la charge résidentielle et règlement à l'égard de la mise en service d'énergie

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

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (en millions)	2012-2013	2011-2012
Produits	254 \$	225 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution)	13 %	(10) %
GWh	3 525	3 132
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	13 %	5 %



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

En 2012-2013, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont augmenté de 29 millions de dollars ou de 13 % par rapport à 2011-2012. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>		
Augmentation	21 millions de dollars	Augmentation des prix du marché
	8 millions de dollars	Augmentation des volumes principalement attribuable à de nouveaux contrats de vente d'énergie au cours de l'exercice, partiellement contrebalancée par la perte d'un contrat important

## Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement :

- de la location de chauffe-eau;
- des frais d'utilisation des poteaux;
- du tarif point à point;
- des sous-produits de production.

### Résultats des produits divers

Les produits divers se sont chiffrés à 67 millions de dollars en 2012-2013, une augmentation de 2 millions de dollars par rapport à 2011-2012. Cette augmentation est principalement attribuable à un gain non récurrent à la vente d'actifs du réseau de distribution à un tiers, partiellement contrebalancée par la vente d'une pelle à benne traînante de l'ancienne société NB Coal au cours de l'exercice précédent.

## 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;
- sont en grande partie atténués par les dépenses de transport versées à l'Exploitant du réseau relativement à ce qui suit :
  - o service de réseau;
  - o frais de raccordement;
  - o tarif point à point;
  - o services d'ordonnancement.

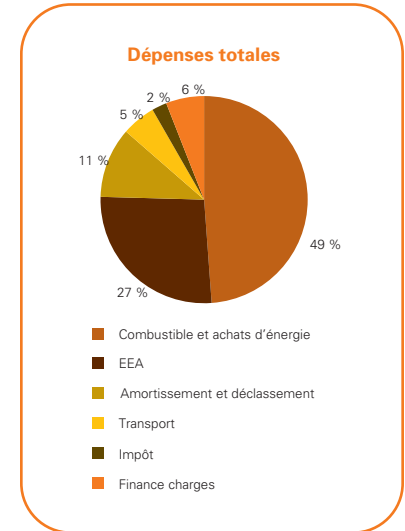
## Résultats d'un exercice à l'autre – Charges

### Introduction

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

### Aperçu des charges

Charges (en millions)	2012-2013		2011-2012	
	\$	%	\$	%
Combustible et achats d'énergie	819	48 %	742	45 %
Transport	89	5	87	5
Exploitation, entretien et administration	446	26	409	25
Amortissement et déclassement	184	11	217	13
Impôts	39	2	40	2
Frais de financement	100	6	95	6
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	33	2	58	4
<b>Total</b>	<b>1 710</b>	<b>100 %</b>	<b>1 648</b>	<b>100 %</b>
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre		4 %		(7) %



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

Le total des charges a augmenté de 62 millions de dollars pour atteindre 1 710 millions de dollars en 2012-2013. Les écarts s'établissent comme suit :

### Combustible et achats d'énergie

Combustible et achats d'énergie (en millions)	2012-2013		2011-2012	
	\$	%	\$	%
Hydro	0	0	0	0
Nucléaire	9	0	0	0
Thermique	156	20	185	25
Achats	654	80	557	75
<b>Total</b>	<b>819</b>	<b>100 %</b>	<b>742</b>	<b>100 %</b>
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre		10 %		(15) %

### Principaux facteurs contribuant aux écarts relatifs au combustible et aux achats d'énergie d'un exercice à l'autre

Le coût de combustible et d'achats d'énergie a été de 819 millions de dollars en 2012-2013, soit une augmentation de 77 millions de dollars ou de 10 % depuis 2011-2012. L'augmentation des coûts de combustible et d'achats d'énergie d'un exercice à l'autre est surtout attribuable aux facteurs suivants :

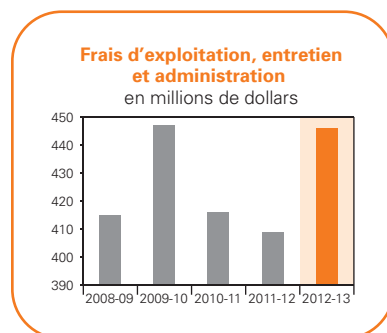
Frais de combustible et d'achats d'énergie	Montant	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>		
Augmentation	49 millions de dollars	Diminution des flux hydrauliques
Augmentation	47 millions de dollars	Coûts de production plus élevés découlant principalement des interruptions de service non planifiées et prolongées à la centrale de Belledune qui ont nécessité l'utilisation de la centrale de Coleson Cove, réduction de la consommation de gaz naturel au cours de l'exercice considéré et achats dans le cadre du Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie
Augmentation	45 millions de dollars	Augmentation des volumes globaux requis
<b>Facteurs compensatoires (Diminution)</b>		
	(64 millions de dollars)	Réduction des coûts de production en raison principalement de la remise en service de la centrale de Point Lepreau en novembre <sup>3</sup>

<sup>3</sup> Les coûts de production ont subi l'incidence de la réduction de la capacité de la centrale de Point Lepreau après la reprise des activités commerciales de cette dernière, en raison de la nécessité d'ajuster la composition chimique de l'eau de chaudière et des défis posés par l'alimentation. Au cours de l'exercice précédent, les coûts équivalents aux fins de cette énergie de remplacement ont été reportés.

### Exploitation, entretien et administration

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

Exploitation, entretien et administration (en millions)	2012-2013	2011-2012
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	446 \$	409 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	9 %	(2) %



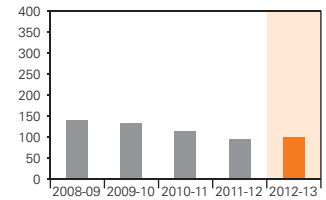
### Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont chiffrées à 446 millions de dollars en 2012-2013, soit une augmentation de 37 millions de dollars ou de 9 % par rapport à 2011-2012. Voici les changements importants :

EEA	Montant	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>		
Augmentation	15 millions de dollars	Augmentation des coûts de la main-d'œuvre et des coûts des fournisseurs de services embauchés et des matériaux à la centrale de Point Lepreau en raison de la reprise des activités, et de questions liées à la composition chimique de l'eau d'alimentation des chaudières et au bouchon d'extrémité du canal de combustible
Augmentation	11 millions de dollars	Augmentation des coûts des fournisseurs de services embauchés et des matériaux en raison des pannes aux centrales de Coleson Cove et de Belledune au cours de l'exercice considéré
Augmentation	9 millions de dollars	Augmentation des avantages sociaux futurs principalement attribuable à la baisse du rendement de l'actif du régime et du taux d'actualisation
Augmentation	4 millions de dollars	Augmentation des coûts de la main-d'œuvre attribuable au retour du personnel de l'Exploitant du réseau à Transport Énergie NB au cours de l'exercice
<b>Facteurs compensatoires (Diminution)</b>		
	(6 millions de dollars)	Diminution des coûts de la main-d'œuvre en raison d'économies liées à l'efficacité et de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre alloués au capital au cours de l'exercice considéré

## Frais de financement

Frais de financement (en millions)	2012-2013	2011-2012
Frais de financement	100 \$	95 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	5 %	(17) %

Frais de financement  
en millions de dollars

## Facteurs contribuant aux changements aux frais de financement

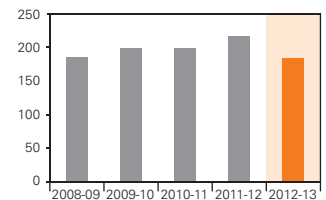
Les frais de financement se sont élevés à 100 millions de dollars en 2012-2013, soit une augmentation de 5 millions de dollars ou de 5 % par rapport à 2011-2012, principalement en raison des facteurs suivants :

Frais de financement	Montant	Raisons
<b>Facteur contributif</b>		
Augmentation	20 millions de dollars	Frais d'intérêts plus élevés principalement liés à des intérêts capitalisés moindres au cours de l'exercice considéré en raison de la reprise du service à la centrale de Point Lepreau en novembre 2012
<b>Facteurs compensatoires</b>		
(Diminution)	(4 millions de dollars)	Taux d'intérêt à long terme plus faibles
(Diminution)	(11 millions de dollars)	Niveaux d'endettement moins élevés <sup>4</sup>

<sup>4</sup>Bien que la dette ait augmenté depuis mars 2012, l'augmentation est liée à des projets d'immobilisations en cours et au report. La dette totale (autre que la dette associée aux projets d'immobilisations de la centrale de Point Lepreau et au report) a été réduite depuis mars 2012, principalement en raison de flux de trésorerie positifs provenant de l'exploitation.

## Amortissement et déclassément

Amortissement et déclassément (en millions)	2012-2013	2011-2012
Amortissement et déclassément	184 \$	217 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	(15) %	9 %

Amortissement et déclassément  
en millions de dollars

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

Les coûts d'amortissement et de déclassément se sont chiffrés à 184 millions de dollars en 2012-2013, soit une baisse de 33 millions de dollars ou de 15 % par rapport à 2011-2012, en raison des facteurs principaux suivants :

Charges d'amortissement et de déclassément	Montant	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>		
(Diminution)	(22 millions de dollars)	Amortissement complété à la centrale de Dalhousie en 2011-2012 et ajustement des charges de déclassément au cours de l'exercice
(Diminution)	(21 millions de dollars)	Ajustement des charges de déclassément de la centrale de Grand Lake au cours de 2011-2012 et de 2012-2013
(Diminution)	(10 millions de dollars)	Ajustement à la durée de vie des actifs découlant d'une nouvelle étude sur l'amortissement effectuée en 2012-2013
<b>Facteurs compensatoires</b>		
Augmentation	21 millions de dollars	Augmentation des charges d'amortissement de la centrale de Point Lepreau au moment de la remise en service en novembre 2012

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

Le groupe d'Énergie NB doit effectuer des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick ou récupérer des impôts déjà payés par l'application des reports rétroactifs. Ces paiements ou recouvrements sont calculés en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 25 %. Les paiements spéciaux (recouvrements) s'établissent comme suit :

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

(en millions)	2012-2013	2011-2012
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	33 \$	58 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	(57) %	81 %

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

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ont été de 33 millions de dollars en 2012-2013, soit une diminution de 25 millions de dollars par rapport à 2011-2012. Cette diminution est attribuable à la baisse des bénéfices.

## Reports réglementaires

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

#### Contexte

Un report réglementaire légiféré<sup>5</sup> a été créé pour les coûts autres qu'en capital engagés durant la période de remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau (entre le 28 mars 2008 et le 23 novembre 2012). Cette remise à neuf aide 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. Le report comprend les coûts de la période d'Énergie nucléaire NB, déduction faite de tous produits, et les coûts supplémentaires de production d'énergie qui ont été facturés à Distribution Énergie NB par Production Énergie NB durant la période de remise à neuf.

<sup>5</sup> L'article 143.1 de la Loi sur l'électricité, qui prévoit la création de ce report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

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

En 2012-2013, 86 millions de dollars liés aux coûts de la période et en coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie ont été reportés.

Ce report comprend :

- des coûts de la période de 132 millions de dollars;
  - des coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie de 100 millions de dollars;
- partiellement contrebalancés par :
- des coûts de 123 millions de dollars inclus aux tarifs actuels.

En plus de l'ajustement du report réglementaire dans l'état des résultats, les intérêts débiteurs liés au projet de remise à neuf au coût de 44 millions de dollars ont été reportés, ce qui a mené à une baisse des frais de financement au cours de l'exercice.

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

#### Contexte

Le 23 août 2007, la Commission de l'énergie et des services publics (la « 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 sur les bénéfices

En 2012-2013, 4 millions de dollars en ajustements de coûts découlant du règlement de la poursuite ont été comptabilisés. Les ajustements de report comprenaient :

- des économies d'amortissement et d'intérêts de 27 millions de dollars à la suite du règlement de la poursuite (les économies d'intérêts augmenteront à mesure que le montant du règlement sera reçu);
- partiellement contrebalancées par :
- l'actualisation de 23 millions de dollars du bénéfice pour les clients.



## Bénéfice net ajusté pour éliminer les effets de la réglementation comptable

En tant qu'entité à tarif réglementé, Énergie NB applique la comptabilité réglementaire. Si Énergie NB n'appliquait pas la comptabilité réglementaire (la perte nette), le bénéfice net avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices s'établirait alors comme suit :

	2012-2013	2011-2012
Bénéfice net avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	102	231
Moins l'ajustement au bénéfice découlant du report réglementaire	(82)	(175)
Moins les intérêts sur le report (la réduction des frais financiers)	(47)	(40)
(Perte nette) bénéfice net avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ajustés pour éliminer les effets de la réglementation comptable	(27)	16

## Instruments financiers

Le Groupe conclut des contrats à terme de matières premières. Les incidences comptables de ces instruments financiers sont illustrées dans la note 26 des états financiers.

## Situation de trésorerie et sources de financement

### Introduction

Cette section présente un aperçu de la situation de trésorerie et des sources de financement d'Énergie NB. Les deux principaux facteurs ayant une incidence sur la dette d'Énergie NB sont les dépenses en immobilisations et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

### Dette totale<sup>6</sup>

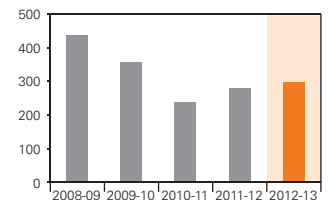
Dette totale (en millions)	2012-2013	2011-2012
Dette à long terme	3 922 \$	3 950 \$
Dette à court terme	792	583
Dette totale	4 714	4 533
Dette/capital	90 %	91 %
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/ dette totale	0,06	0,09

<sup>6</sup> Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement en capitaux. Depuis la restructuration du 1<sup>er</sup> octobre 2004, le Groupe émet des obligations à long et à court terme à la Corporation financière de l'électricité. En vertu de l'autorité que lui confère la Loi sur l'électricité, la Corporation financière de l'électricité émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

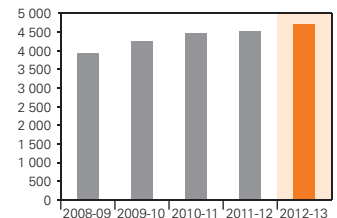
### Facteurs ayant une incidence sur la dette

Variation de la dette totale (en millions)	2012-2013	2011-2012
Dette totale – 1 <sup>er</sup> avril	4 533 \$	4 450 \$
Exigences de la dette :		
Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	156	146
Ajustement lié au report de la centrale de Point Lepreau et intérêts sur le report	137	217
Autres dépenses en immobilisations	140	133
Remboursements de la dette au cours de l'exercice	(252)	(413)
Dette totale – 31 mars	4 714 \$	4 533 \$

Dépenses d'investissement  
en millions de dollars



Dette nette totale  
en millions de dollars



**Variation au niveau de la dette totale d'un exercice à l'autre**

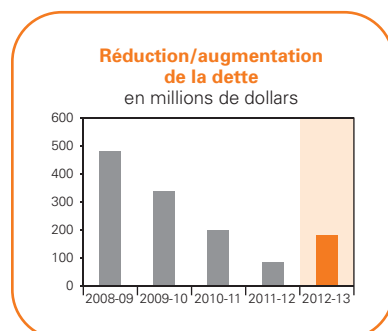
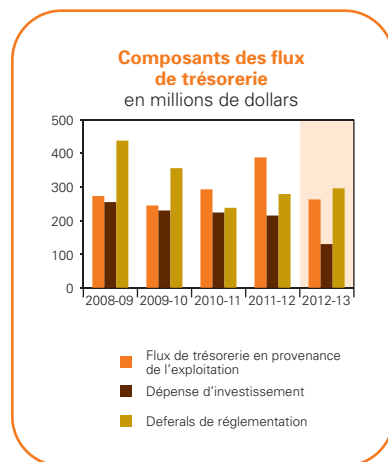
La dette totale a augmenté de 181 millions de dollars en 2012-2013 en raison des exigences suivantes :

- 156 millions de dollars de dépenses en immobilisations pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau;
- 137 millions de dollars pour les coûts reportés (les coûts de la période d'Énergie nucléaire NB et les coûts d'énergie supplémentaire engagés pendant la remise à neuf seront récupérés par des taux au cours de la vie de la centrale de Point Lepreau);
- 140 millions de dollars principalement liés aux dépenses régulières en immobilisations et aux dépenses de déclassement.

Ces exigences de dette ont été partiellement compensées par les remboursements de la dette au cours de l'exercice de 252 millions de dollars.

**Sorties de trésorerie**

Augmentation de la dette nette (en millions)	2012-2013	2011-2012
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	263 \$	388 \$
Dépenses en immobilisations moins le produit de la cession	(294)	(264)
Augmentation du fonds de roulement	27	53
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié – versements et bénéfices	(23)	(22)
Valeur de marché des contrats d'achat à terme qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture et frais reportés	(4)	0
Dépenses de déclassement	(14)	(13)
Découvert reclassé dans la dette à court terme	(1)	0
Reports réglementaires	(129)	(215)
<b>Sorties de trésorerie</b>	<b>(175) \$</b>	<b>(73) \$</b>
Dividendes versés	(11)	(16)
Variation de la trésorerie	5	6
<b>(Augmentation) de la dette totale</b>	<b>(181) \$</b>	<b>(83) \$</b>



**Facteurs contribuant à la variation des sorties de trésorerie**

Les sorties de trésorerie ont été de 175 millions de dollars en 2012-2013, soit une augmentation de 102 millions de dollars par rapport à 2011-2012. Les principales raisons de l'augmentation sont les suivantes :

Augmentation des sorties de trésorerie	Principalement en raison
<b>Facteurs contributifs</b>	
Diminution des flux de trésorerie provenant de l'exploitation	de la baisse du bénéfice
Augmentation des dépenses en immobilisations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau</li> <li>• du projet d'Eel River</li> <li>• du projet Réduire et déplacer la demande partiellement contrebalancés par : <ul style="list-style-type: none"> <li>• la baisse des dépenses en immobilisations régulières</li> <li>• de l'échéancier des paiements</li> </ul> </li> </ul>
Augmentation du fonds de roulement	
<b>Facteurs compensatoires</b>	
Diminution des reports réglementaires	de l'achèvement de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau au cours de l'exercice

## Dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations (en millions)	2012-2013	2011-2012
Dépenses en immobilisations majeures du projet	180 \$	150 \$
Dépenses en immobilisations régulières du projet	119 \$	132 \$
Moins les contributions des clients	(3) \$	(3) \$
Total des dépenses en immobilisations	296 \$	279 \$

## Facteurs contribuant à la variation des dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations, déduction faite des contributions des clients, se sont chiffrées à 296 millions de dollars en 2012-2013. Cette augmentation d'un exercice à l'autre de 17 millions de dollars ou de 6 % s'explique essentiellement par les éléments suivants :

Dépenses en immobilisations	Montant	Raisons
<b>Facteur contributif</b>		
Augmentation	31 millions de dollars	Augmentation des dépenses du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, du projet d'Eel River et du projet Réduire et déplacer la demande
<b>Facteur compensatoire</b>		
(Diminution)	14 millions de dollars	Diminution des dépenses en immobilisations régulières

## Flux de trésorerie provenant de l'exploitation

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation (en millions)	2012-2013	2011-2012
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	263 \$	388 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	(32) %	32 %

## Facteurs contribuant à la variation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation

En 2012-2013, les flux de trésorerie en provenance de l'exploitation ont diminué de 125 millions de dollars pour s'établir à 263 millions de dollars. Cette diminution résulte des facteurs suivants :

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	Montant	Raisons
<b>Facteurs contributifs</b>		
(Diminution)	(104 millions de dollars)	Diminution du bénéfice net
(Diminution)	(21 millions de dollars)	Diminution des montants facturés à l'exploitation n'exigeant pas de paiement comptant (principalement en raison de la diminution de l'amortissement et du déclassement)

## Modifications de méthodes comptables critiques

### Introduction

Cette section fournit un aperçu des méthodes comptables d'Énergie NB qui ont changé.

Sujet	But
Modifications de conventions comptables pour l'exercice 2013	Aucun changement n'a eu d'incidence sur les états financiers au cours de l'exercice clos le 31 mars 2013
Futur changement : Normes internationales d'information financière (« IFRS »)	Description des changements requis que la Corporation devra apporter dans l'avenir en vue de l'adoption des IFRS

### Changements futurs aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

#### Contexte

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé l'adoption des IFRS au lieu des PCGR du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. En septembre 2012, et de nouveau en mars 2013, le Conseil des normes comptables du Canada a permis aux entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer de un an la mise en œuvre des IFRS. Bon nombre des services publics à tarifs réglementés au Canada, y compris Énergie NB, ont répondu aux exigences pour le report, et Énergie NB a choisi de reporter la mise en œuvre. La date de transition pour le groupe Énergie NB est avril 2015. Cela nécessitera le retraitement, à des fins comparatives, des montants déclarés par le Groupe pour son exercice se clôturant le 31 mars 2015 et du bilan d'ouverture au 1<sup>er</sup> avril 2014.

#### Progrès à ce jour et évaluation des incidences

Une équipe de projet est en place pour effectuer le travail de base et un comité de direction est en place pour aider à la gouvernance du projet. Des mises à jour de l'état du projet sont fournies au comité d'audit.

Le Groupe a terminé les activités de diagnostic et d'évaluation de son plan de transition. Les différences entre les PCGR du Canada et les IFRS ont été déterminées et la Corporation a presque complété la détermination de l'incidence sur les politiques, les processus, les systèmes et les états financiers au moment de l'adoption. Le Groupe a effectué un travail important en ce qui a trait à la détermination des soldes d'ouverture dans l'état cumulé de la situation financière et prévoit une augmentation significative de la divulgation résultant de l'adoption des IFRS. Les domaines avec des différences importantes qui auront un impact sur le Groupe comprennent : les pratiques comptables réglementaires, les immobilisations, les avantages sociaux des employés et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Des ajustements seront apportés aux bénéfices non distribués lors de la transition.

#### Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Actuellement, les IFRS ne contiennent aucune norme particulière permettant la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'IASB (International Accounting Standards Board) travaille présentement à l'élaboration d'un programme qui devrait inclure une décision relativement à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

### Principales estimations comptables

Veuillez vous reporter à la note 4o) des états financiers pour une liste des principales estimations comptables d'Énergie NB.



## Énergie NB Power

Les états financiers combinés de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation ») ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse des données. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont ceux généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens et la mise à jour des dossiers. Parmi ces contrôles et procédures, notons ce qui suit :

- la protection du système et divers contrôles financiers;
- des normes de qualité pour le recrutement et la formation des employés;
- un code de conduite;
- une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- la responsabilisation en matière de rendement;
- la communication des politiques et des lignes directrices au sein de la Corporation.

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

La responsabilité finale des états financiers incombe au Conseil d'administration. Le conseil est aidé en ça par le comité de vérification, qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la Direction pour mettre en oeuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la Direction et avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Corporation, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et de leurs conclusions relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Corporation et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

Gaëtan Thomas  
Président – directeur général

Darren Murphy  
Vice-président, Finances et  
Ressources humaines et Chef,  
Finances

Le 19 juin 2013

À l'honorable Graydon Nicholas,  
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick,  
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons effectué l'audit des états financiers cumulés ci-joints de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation »), qui comprennent le bilan cumulé au 31 mars 2013, et les états cumulés des résultats, des bénéfices non répartis, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

### Responsabilité de la direction pour les états financiers cumulés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers cumulés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers cumulés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

### Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers cumulés, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers cumulés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers cumulés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers cumulés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers cumulés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers cumulés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

### Opinion

À notre avis, les états financiers cumulés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Corporation au 31 mars 2013, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Comptables agréés  
Le 19 juin 2013

Saint John (Nouveau-Brunswick), Canada

ÉTAT CUMULÉ DES RÉSULTATS  
(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2013	2012
<b>Produits</b>		
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province (note 3)	1 282 \$	1 266 \$
À l'extérieur de la province (note 6)	254	225
Produits liés au transport (note 25)	94	90
Produits divers	67	65
	1 697	1 646
<b>Charges</b>		
Combustible et achats d'énergie	819	742
Frais de transport (note 25)	89	87
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	446	409
Amortissement et déclassement (note 7)	184	217
Impôts (note 8)	39	40
	1 577	1 495
Bénéfice avant les éléments ci-dessous :	120	151
Frais de financement (note 9)	100	95
Reports réglementaires (notes 3 et 14)	(82)	(175)
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	102	231
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (note 10)	33	58
<b>Bénéfice net</b>	<b>69 \$</b>	<b>173 \$</b>

ÉTAT CUMULÉ DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS  
(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2013	2012
Bénéfices non répartis (déficit) au début de l'exercice	124 \$	(33) \$
Bénéfice net de l'exercice	69	173
Dividendes déclarés (note 25)	(11)	(16)
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	182 \$	124 \$

**BILAN CUMULÉ**  
(en millions)

Aux 31 mars	2013	2012
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie	– \$	4 \$
Débiteurs (note 25)	280	263
Matières, fournitures et combustible	206	221
Charges payées d'avance	11	15
Tranche à court terme de la créance à long terme (note 13)	1	–
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 26)	18	–
Tranche à court terme des actifs réglementaires (note 14)	20	–
	536	503
<b>Immobilisations corporelles (note 15)</b>		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	8 241	7 975
Moins : amortissement cumulé	4 172	4 066
	4 069	3 909
<b>Actif à long terme</b>		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 16)	612	584
Créance à long terme (note 13)	17	–
Actifs dérivés (note 26)	7	–
Actifs réglementaires (note 14)	1 052	943
Autres actifs (note 17)	3	3
	1 691	1 530
<b>Autres actifs</b>		
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	2	–
Actif incorporel (note 18)	20	20
Prestations de retraite reportées (note 19)	19	44
	41	64
<b>Actif total</b>	<b>6 337 \$</b>	<b>6 006 \$</b>

AU NOM DE LA CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK,



Président du conseil



Président et chef de la direction

**BILAN CUMULÉ**  
(en millions)

Aux 31 mars	2013	2012
<b>Passif à court terme</b>		
Dette à court terme (note 20)	792 \$	583 \$
Créditeurs et charges à payer (note 25)	255	227
Intérêts courus (note 25)	36	37
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 21)	192	481
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 26)	1	77
	1 276	1 405
<b>Dette à long terme (note 21)</b>		
Débiteures	3 730	3 469
<b>Passif reporté</b>		
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 22)	587	549
Autres (note 23)	108	107
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices autres éléments du résultat étendu (note 26)	31	1
Passifs dérivés (note 26)	1	21
	727	678
<b>Capitaux propres</b>		
Capital-actions (note 11)	140	140
Surplus d'apport (note 12)	187	187
Cumul des autres éléments du résultat étendu	95	3
Bénéfices non répartis	182	124
	604	454
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>6 337 \$</b>	<b>6 006 \$</b>

Engagements, éventualités et garanties (note 28)



ÉTAT CUMULÉ DU RÉSULTAT ÉTENDU  
(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2013	2012
Bénéfice net	69 \$	173 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts (Perte nette) gain net non réalisé(e) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie <sup>1</sup>	49	(100)
Gain net non réalisé lié à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du nucléaire <sup>2</sup>	5	49
	54	(51)
Reclassement aux résultats des dérivés réglés désignés comme couvertures de flux de trésorerie <sup>3</sup>	38	42
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts	92	(9)
Résultat étendu	161 \$	164 \$

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK  
ÉTAT DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU  
(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2013	2012
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	3 \$	12 \$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	92	(9)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	95 \$	3 \$

<sup>1.</sup> Déduction faite des impôts de 16 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à un crédit d'impôt de 35 millions de dollars au 31 mars 2012.

<sup>2.</sup> Déduction faite des impôts de 2 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à 17 millions de dollars au 31 mars 2012.

<sup>3.</sup> Déduction faite des impôts de 13 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à 15 millions de dollars au 31 mars 2012.

ÉTAT CUMULÉ DU RÉSULTAT ÉTENDU  
(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2013	2012
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net de l'exercice	69 \$	173 \$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds (note 24)	194	215
	263	388
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(23)	(22)
Dépenses liées au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié	(14)	(13)
Reports réglementaires (note 14)	(129)	(215)
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	27	53
Actifs dérivés à la valeur de marché qui ne remplissent pas les conditions requises pour la comptabilité de couverture	(4)	–
Frais reportés	1	–
	121	191
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite de la contribution de clients	(296)	(279)
Produit de la cession et acquisitions hors trésorerie	2	15
	(294)	(264)
<b>Activités de financement</b>		
Remboursement de la dette	(480)	(548)
Produit de l'émission de la dette à long terme	450	531
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	209	100
Dividendes payés (note 25)	(11)	(16)
	168	67
(Sorties) rentrées nettes	(5)	(6)
Trésorerie au début de l'exercice	4	10
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>(1) \$</b>	<b>4 \$</b>

## 1. Constitution et structure organisationnelle

### Constitution

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick*. En 2004, Énergie NB a poursuivi ses activités sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (« Holding Énergie NB ») avec de nouvelles filiales d'exploitation (collectivement, le « groupe Énergie NB » ou le « Groupe »). Ces filiales sont les suivantes :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB »)
  - o celle-ci comprend la New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (« Coleson Cove ») et Mine Reclamation Inc. (auparavant NB Coal Limited);
- 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 service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution Énergie NB »).

## 2. Mode de présentation

Les états financiers cumulés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent (se reporter à la note 5). Les états financiers cumulés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus.

## 3. Réglementation des tarifs

La présente note porte sur l'incidence de la réglementation des tarifs sur les filiales d'exploitation assujetties à cette réglementation, soit Transport Énergie NB et Distribution Énergie NB.

### Transport Énergie NB

#### Facteurs

Les principaux facteurs qui jouent un rôle en ce qui a trait à la réglementation à laquelle est assujettie Transport Énergie NB sont les suivants :

Facteur	Fonction
Tarif d'accès au réseau de transport (le « TART »)	<ul style="list-style-type: none"><li>• Donne un accès non discriminatoire au réseau de transport de la province aux entités qui produisent et qui vendent de l'énergie ainsi qu'aux clients, qu'ils soient situés à l'intérieur ou à l'extérieur de la province.</li><li>• Établit la façon dont le groupe Énergie NB génère des produits lui permettant d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport.</li></ul>
Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CESP »)	Surveille et réglemente le TART.
Exploitant du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>• Conçoit et gère le TART.</li><li>• Perçoit les revenus provenant des clients de distribution – incluant Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et Distribution Énergie NB – et rembourse Transport Énergie NB de manière à combler ses besoins en produits.</li></ul>

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Prévision liée au rendement

On s'attend à ce que Transport Énergie NB perçoive des produits suffisants pour couvrir ses coûts et obtenir un rendement des capitaux propres. Un rendement de 9,5 % (à l'intérieur d'une fourchette variant de 8,5 % à 10,5 %) ainsi qu'une structure du capital composée à 65 % de dettes et à 35 % de capitaux propres ont été approuvés par l'organisme de réglementation dont Transport Énergie NB relève.

### Distribution Énergie NB

Distribution Énergie NB est réglementée en vertu d'un système de réglementation des tarifs selon lequel les majorations moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à 3 % ou au pourcentage de variation de l'indice moyen des prix à la consommation, selon le plus élevé des deux montants, sont assujetties à l'approbation réglementaire de la CESP. En vertu de l'article 24(1) de la *Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics*, le ministre de l'Énergie peut ordonner à la CESP d'évaluer la nécessité d'augmenter les tarifs de 3 % ou moins et de lui en faire rapport.

### Actifs et passifs réglementaires

Des actifs ou des passifs réglementaires peuvent découler du processus d'établissement des tarifs. Si toutes les conditions sont respectées, les bilans de Transport Énergie NB et de Distribution Énergie NB peuvent contenir :

- des actifs réglementaires, lesquels représentent les produits futurs attribuables à certains coûts engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs;
- des passifs réglementaires, lesquels représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients.

Tous les montants reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire sont assujettis à la législation ou à une approbation réglementaire. Ainsi :

- les organismes de réglementation pourraient modifier les montants assujettis au report, auquel cas la modification serait immédiatement reflétée dans les états financiers;
- certaines périodes de recouvrement ou de règlement résiduelles sont celles prévues par la direction, et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient être différentes du fait d'une approbation réglementaire.

En ce qui a trait au report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, la *Loi sur l'électricité* a été modifiée afin d'inclure des directives concernant le traitement particulier des coûts engagés.

En ce qui a trait au report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 14), la CESP a statué sur la façon dont les avantages du règlement seraient transférés aux clients.

### Transport Énergie NB

Au 31 mars 2013, Transport Énergie NB affichait un actif réglementaire lié à la provision pour fonds utilisés durant la construction, lequel est inclus dans les immobilisations corporelles (se reporter à la note 15). La CESP permet que la provision pour fonds utilisés pendant la construction en cours soit capitalisée mensuellement en ce qui a trait aux projets d'immobilisations. La provision pour fonds utilisés pendant la construction est établie selon le coût moyen pondéré du capital de Transport Énergie NB et elle est amortie sur la durée de vie future de l'actif connexe. Elle devrait être recouvrable à même le TART.

### Distribution Énergie NB

#### Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Distribution Énergie NB affiche un actif au titre d'un report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Cet actif comprend les coûts indiqués ci-dessous pour la période de remise à neuf (du 28 mars 2008 au 23 novembre 2013) :

- les coûts non incorporables habituels (déduction faite de tout produit) engagés par Énergie nucléaire NB;
- les coûts d'achat de l'énergie de remplacement engagés par Production Énergie NB au cours de la période de remise à neuf;
- déduction faite des coûts inclus dans les tarifs actuels.

Ces montants seront :

- recouvrés auprès des clients sur la durée de vie utile de la centrale remise à neuf;
- reflétés dans les frais, les tarifs et les droits que demande Distribution Énergie NB aux clients (paragraphe 143.1 de la *Loi sur l'électricité*).

#### Règlement de la poursuite contre PDVSA

Au cours de l'exercice 2007-2008, Distribution Énergie NB a comptabilisé un actif au titre d'un report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 14). Les avantages du règlement seront :

- amortis sur la durée de vie utile de 23 ans de la centrale de Coleson Cove;
- crédités aux clients en versements échelonnés sur 17 ans, tel qu'il a été approuvé par la CESP.

Le report réglementaire reflète l'obligation de Distribution Énergie NB de porter au crédit des clients, sous forme de réduction des tarifs, les avantages nets du règlement. Ce report réglementaire constitue un actif puisque les avantages nets du règlement sont transférés aux clients plus rapidement qu'ils ne sont comptabilisés par le Groupe.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Résultat net ajusté pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire

À titre d'entité à tarifs réglementés, Énergie NB applique la comptabilité réglementaire. Si Énergie NB n'avait pas appliqué la comptabilité réglementaire, le bénéfice net (la perte nette) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices se serait présenté comme suit :

	2013	2012
Bénéfice net avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	102	231
Moins : ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	(82)	(175)
Moins : intérêts sur le report (réduction des frais de financement)	(47)	(40)
(Perte nette) bénéfice net avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ajusté(e) pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire	(27)	16

## 4. Principales conventions comptables

Cette note présente les conventions comptables utilisées dans la préparation des états financiers et comprend les rubriques suivantes :

- Stocks de matières, de fournitures et de combustible
- Immobilisations corporelles
- incorporel
- change
- terme
- Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
- retraite
- retraite
- Programmes de retraite anticipée
- Produits
- financiers
- Dérivés
- Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts
- Consolidation des entités à détenteurs de droits variables
- Utilisation d'estimations

### a. Stocks de matières, de fournitures et de combustible

Les stocks sont évalués au moindre du coût ou de la valeur nette de réalisation. Les stocks de matières, de fournitures et de combustible, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti.

### b. Immobilisations corporelles

#### Coût des ajouts

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial :

- des services de sous-traitance;
- de la main-d'œuvre directe et du matériel;
- des intérêts et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction;
- des frais indirects d'administration;
- des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
- de la valeur de récupération;
- des autres frais liés aux projets d'immobilisations;

moins :

- les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service;
- les contributions aux frais de construction, qui comprennent les montants reçus des clients ainsi que les subventions pour la recherche et le développement;
- le recouvrement de capital provenant du règlement de poursuites et des réclamations d'assurance.

#### Déclassement de centrales et gestion de combustible nucléaire irradié

Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives :

- à la gestion de combustible nucléaire irradié;
- au déclassement des centrales nucléaire et thermiques.

#### Intérêts et provision pour fonds utilisés durant la construction

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement, en fonction du coût moyen pondéré des emprunts à long terme, sauf dans le cas de Transport Énergie NB, pour laquelle la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est capitalisée mensuellement pour les projets d'investissement en fonction du coût moyen pondéré du capital.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Coût des actifs du réseau de distribution mis hors service

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, moins le démontage et la récupération, est porté au débit de l'amortissement cumulé, comme le juge approprié la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (maintenant la « CESP »).

### Amortissement des actifs

L'amortissement de tous les actifs est calculé à des taux permettant d'amortir leur coût net sur leur durée de vie utile estimative.

### Durée d'utilisation prévue

La durée d'utilisation prévue des immobilisations corporelles est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire selon leur durée d'utilisation estimative, comme suit :

Actifs	Années
Centrales électriques	
Centrale nucléaire <sup>4</sup>	De 27 à 52
Centrales hydroélectriques	De 9 à 99
Centrales thermiques	De 6 à 53
Centrales à turbine à combustion	De 12 à 39
Réseau de transport	De 10 à 60
Postes et sous-stations	De 17 à 56
Réseau de distribution	De 16 à 48
Bâtiments	De 45 à 50
Systèmes informatiques	6
Véhicules	De 8 à 20

<sup>4</sup> La durée de vie utile de la centrale nucléaire est calculée en fonction de sa remise à neuf.

### Constataion des pertes de valeur

Le Groupe procède à un test de dépréciation de ses immobilisations corporelles lorsque le contexte indique que la valeur des flux de trésorerie nets futurs estimatifs non actualisés pourrait être inférieure à la valeur comptable nette des actifs. S'il y a dépréciation, une perte de valeur d'un montant équivalant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur sera comptabilisée en résultat.

### c. Actif incorporel

L'actif incorporel est inscrit au bilan, au coût, et est amorti sur sa durée de vie utile estimative (note 18).

### d. Opérations de change

Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère :

- peuvent être couverts au moyen de l'acquisition d'un contrat de change à terme;
- sont convertis en dollars canadiens, comme suit :

Si un contrat de change à terme	le taux de change utilisé correspond au
n'est pas conclu,	taux de change en vigueur à la date du bilan.
est conclu,	taux de change stipulé dans le contrat.

Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

### e. Dette à long terme

La dette à long terme est classée comme autres passifs aux fins de la comptabilisation des instruments financiers et est comptabilisée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif [se reporter à la note 4 k)]. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires; elle est établie en fonction de la valeur de marché ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres de créance assortis de conditions et d'échéances analogues. Les escomptes et les primes sur débentures ainsi que les intérêts reportés ayant trait au financement de la dette sont amortis sur la durée des émissions concernées. Ces frais du service de la dette non amortis sont inclus dans la dette à long terme.

### f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Ci-après sont présentées les conventions comptables relatives aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ainsi que des renseignements à l'égard :

- des centrales nucléaire et thermiques;
- des centrales hydroélectriques ainsi que des actifs des réseaux de transport et de distribution.

#### Centrales nucléaire et thermiques

Le groupe Énergie NB pourvoit aux coûts estimatifs futurs relatifs à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaire et thermiques pour remettre les emplacements dans un état propice à un usage non restreint.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Calcul des coûts prévus

Les coûts futurs prévus sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses concernant :

- les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales nucléaire et thermiques;
- le coût du transport des matières nucléaires vers des installations de stockage permanent;
- les estimations des taux d'inflation futurs.

Le Groupe met périodiquement ses calculs à jour en raison :

- des progrès technologiques potentiels en matière de déclasserment et de gestion du combustible nucléaire irradié;
- des modifications apportées aux diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs.

Le groupe Énergie NB constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

### Méthode de calcul

La Société de gestion des déchets nucléaires a été créée conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. La méthode utilisée par le groupe Énergie NB pour calculer le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est conforme aux recommandations de la Société de gestion des déchets nucléaires, telles qu'elles ont été approuvées par Ressources naturelles Canada.

### Coûts comptabilisés comme passif

La valeur actualisée estimative des coûts suivants a été comptabilisée comme passif au 31 mars 2013 :

- les coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés quel que soit le volume de combustible irradié;
- les coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2013;
- les coûts de déclasserment des centrales nucléaire et thermiques à la fin de leur durée de vie utile.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire irradié chaque année, et les montants correspondants sont comptabilisés comme frais de combustible à l'état des résultats.

Les dépenses courantes engagées dans le cadre des activités suivantes sont imputées aux comptes du passif :

- la gestion du combustible nucléaire irradié;
- le déclasserment des centrales nucléaire et thermiques.

### Charge de désactualisation

La désactualisation représente l'augmentation de la valeur comptable du passif en raison de l'écoulement du temps.

La désactualisation est calculée pour les passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié ainsi qu'au déclasserment des centrales nucléaire et thermiques. Plus précisément, la charge de désactualisation est :

- calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit du Groupe;
- incluse dans la charge d'amortissement.

### Centrales hydroélectriques et actifs des réseaux de transport et de distribution

En ce qui a trait aux centrales hydroélectriques ainsi qu'aux actifs des réseaux de transport et de distribution, aucune date de mise hors service ne peut être déterminée. Par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement.

- Centrales hydroélectriques

Le Groupe n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques et n'en a pas l'obligation juridique. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs seront utilisés dans un avenir prévisible.

- Actifs des réseaux de transport et de distribution

Le Groupe prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée.

Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que le Groupe a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

## g. Régimes de retraite

Ci-après sont présentées les conventions comptables liées aux régimes de retraite ainsi que des renseignements à l'égard :

- des régimes en vigueur;
- de la méthode utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées;
- du rendement prévu de l'actif du régime;
- des gains et des pertes actuariels;
- de l'actif transitoire.

### Régimes en vigueur

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des salariés de Mine Reclamation Inc., souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Mine Reclamation Inc. maintient son propre régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour ses employés.

Le Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick consiste en un régime interentreprises à prestations déterminées. Des précisions sur ce régime sont présentées ci-après.

Aspect	Précisions
Prestations de retraite	Établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés.
Accroissement	Annuellement, selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 % ou de 6 %, selon la date du départ à la retraite.
Cotisations	Le Groupe et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipule la <i>Loi sur la pension de retraite dans les services publics</i> et ses règlements.

### Méthode utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées

La méthode de répartition des prestations a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Cette méthode fait appel à des calculs actuariels complexes reposant sur plusieurs hypothèses, dont les taux d'actualisation, les taux de rendement prévus des actifs au titre des régimes, les augmentations de salaire projetées, l'âge de départ à la retraite, et les taux de mortalité et de cessation d'emploi.

### Rendement prévu de l'actif au titre du régime

Le rendement prévu de l'actif au titre du régime de retraite est fondé sur le taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime ainsi que sur sa valeur de marché.

## Gains et pertes actuariels

Les gains et les pertes actuariels excédant 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif au titre du régime de retraite au début de l'exercice, selon le plus élevé des deux montants, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

### Actif transitoire

L'actif transitoire correspond à la juste valeur de marché de l'actif au titre du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1<sup>er</sup> avril 2000, et est amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active du groupe de salariés.

## h. Allocations de retraite

Le groupe Énergie NB offre à certains salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire de une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu.

La valeur actualisée des obligations au titre des allocations de retraite constituées :

- est fondée sur des calculs actuariels;
- tient compte des hypothèses les plus probables de la direction en ce qui a trait aux projections des salaires et des traitements jusqu'à la date prévue du départ à la retraite;
- est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

## i. Programmes de retraite anticipée

La valeur actualisée des coûts estimatifs futurs des programmes de retraite anticipée est imputée aux résultats dans l'exercice où les programmes sont acceptés par les salariés, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

## j. Produits

### Constataion des produits

Le groupe Énergie NB constate les produits :

- lorsqu'il existe une preuve convaincante qu'un accord a été conclu;
- lorsque la livraison a eu lieu;
- lorsque le prix demandé à l'utilisateur est déterminé ou déterminable;
- lorsque le recouvrement est raisonnablement assuré.



## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Fréquence de la facturation

La facturation se fait sur une base mensuelle, conformément au tableau ci-dessous. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin d'une période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

Type de clientèle	Fréquence de la facturation
<ul style="list-style-type: none"><li>• Résidentielle</li><li>• Usage général</li><li>• Majeure partie de la clientèle industrielle</li></ul>	Sur une base cyclique (c.-à-d. que la date de facturation mensuelle varie d'un client à l'autre).
<ul style="list-style-type: none"><li>• Transport industriel</li><li>• Commerce de gros</li><li>• À l'extérieur de la province</li></ul>	À la fin de chaque mois

### k. Instruments financiers

Un instrument financier correspond à tout contrat qui donne lieu à un actif financier pour une entité et à un passif financier ou à un instrument de capitaux propres pour une autre entité (p. ex. : débiteurs/crédeurs).

Les actifs et les passifs financiers sont initialement constatés à la juste valeur, et leur évaluation ultérieure dépend de leur classement, tel qu'il est décrit ci-dessous. Leur classement est fonction de l'objectif de l'émission ou de l'acquisition des instruments financiers et de leurs caractéristiques. Les instruments sont désignés comme faisant partie d'une des cinq catégories suivantes :

- détenus à des fins de transaction;
- prêts et créances;
- disponibles à la vente;
- autres passifs;
- détenus jusqu'à l'échéance.

#### Détenus à des fins de transaction

Les actifs et les passifs financiers de cette catégorie sont généralement acquis en vue d'être revendus avant leur échéance. Le Groupe peut décider de désigner tout actif ou passif financier comme détenu à des fins de transaction.

Les actifs suivants sont classés comme détenus à des fins de transaction :

- la trésorerie;
- les actifs dérivés ne faisant pas partie d'une relation de couverture.

Les passifs suivants sont classés comme détenus à des fins de transaction :

- les passifs dérivés ne faisant pas partie d'une relation de couverture.

#### Comptabilisation des actifs et des passifs détenus à des fins de transaction

Ces actifs et ces passifs sont évalués à la juste valeur à la date du bilan. Les variations de la juste valeur sont incluses dans le bénéfice net. Ces variations comprennent :

- les intérêts gagnés;
- les intérêts courus;
- les gains et les pertes réalisés;
- les gains et les pertes non réalisés.

#### Prêts et créances

Les prêts et créances comprennent les débiteurs et sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

#### Disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente correspondent aux actifs financiers non dérivés qui ne sont pas classés comme prêts et créances ou comme des placements détenus jusqu'à leur échéance ou détenus à des fins de transaction. Les actifs disponibles à la vente comprennent :

- les fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire;
- les fonds au titre de la gestion de combustible irradié.

## Comptabilisation des actifs disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés comme suit :

Actif	Traitement comptable
Actifs pour lesquels un cours est disponible sur un marché actif	comptabilisés à la juste valeur et <ul style="list-style-type: none"> <li>les gains et les pertes non réalisés ne sont pas inclus dans le bénéfice net, mais sont plutôt constatés dans les autres éléments du résultat étendu;</li> <li>les gains et les pertes sont transférés en résultat net au moment de leur réalisation.</li> </ul>
Actifs pour lesquels aucun cours n'est disponible sur un marché actif	comptabilisés au coût.

Les intérêts sur les actifs financiers disponibles à la vente portant intérêt sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

### Autres passifs

Tous les passifs financiers du Groupe, à l'exception des passifs dérivés désignés comme détenus à des fins de transaction, sont inclus dans cette catégorie. Ils sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

### Méthode du taux d'intérêt effectif et coûts de transaction

Le groupe Énergie NB utilise la méthode du taux d'intérêt effectif pour constater les intérêts créditeurs ou les intérêts débiteurs sur les instruments financiers susmentionnés. La méthode du taux d'intérêt effectif permet d'actualiser les sorties de trésorerie futures estimatives sur la durée de vie prévue d'un instrument ou sur une période plus courte, selon le cas, de manière à obtenir la valeur comptable nette à la date du bilan. Le calcul tient compte des éléments suivants, qui sont gagnés ou engagés :

- les coûts de transaction;
- les commissions;
- les primes;
- les escomptes.

Les coûts de transaction liés aux instruments détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

### Juste valeur

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux (se reporter à la note 26). La hiérarchie est établie en fonction des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur.

## I. Dérivés

Un dérivé est un instrument financier ou un autre contrat respectant les trois caractéristiques suivantes :

- sa valeur fluctue en fonction d'une variable sous-jacente (p. ex. un indice boursier);
- le placement net initial requis est nul ou minime;
- il sera réglé à une date future.

En vertu des contrats dérivés, le Groupe règle des montants selon l'écart entre un prix variable mensuel cumulatif fondé sur un indice et un prix fixe. Le prix fixe qui découle de ce calcul est reflété dans le bénéfice net.

### Utilisation des dérivés et documentation connexe

Le Groupe utilise des dérivés pour gérer ou couvrir certaines expositions. Il n'utilise pas les dérivés à des fins de spéculation ou de négociation. Certains instruments financiers dérivés détenus par le Groupe sont admissibles à la comptabilité de couverture. Pour déterminer quels instruments sont admissibles à la comptabilité de couverture, le Groupe constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard :

- de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts au moment de leur établissement;
- de son évaluation de l'efficacité de la relation de couverture;
- des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture.

Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

**Comptabilisation des dérivés**

Les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture sont constatés à la juste valeur dans le bilan. La comptabilisation des variations de la juste valeur dépend de l'efficacité du dérivé à titre de couverture. En général, un dérivé constitue une couverture efficace d'un autre élément lorsque les variations de leur juste valeur ou de leurs flux de trésorerie respectifs se contrebalancent presque parfaitement. En raison de la nature de certaines relations de couverture, la juste valeur ou les flux de trésorerie ne se contrebalancent pas parfaitement, ce qui correspond à la tranche inefficace de la couverture.

Les différentes tranches de la variation de la juste valeur d'un dérivé sont comptabilisées comme suit :

La tranche	est comptabilisée
efficace	dans les autres éléments du résultat étendu, hors du résultat net de l'exercice.
inefficace	en résultat net.

Si un instrument de couverture est vendu ou résilié avant son échéance, ou s'il cesse d'être efficace à titre de couverture :

- le Groupe cesse alors d'appliquer la comptabilité de couverture à cet instrument;
- tout gain ou perte constaté antérieurement dans les autres éléments du résultat étendu est immédiatement comptabilisé en résultat net.

**m. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts**

Le groupe Énergie NB, à l'exception de Mine Reclamation Inc., est tenu, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, de faire des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (se reporter à la note 25). Le total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts se compose de ce qui suit :

- une composante impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 25,00 % pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à 26,38 % pour l'exercice clos le 31 mars 2012;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les autres éléments du résultat étendu en fonction d'un taux de 25,00 % pour l'exercice clos le 31 mars 2013, comparativement à 26,38 % pour l'exercice clos le 31 mars 2012.

Le Groupe constate également l'économie au titre de paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices résultant de pertes d'une période lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'un bénéfice suffisant sera généré dans des périodes ultérieures pour contrebalancer les pertes subies antérieurement.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sont calculés au niveau des filiales d'exploitation.

**n. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables**

Une « entité à détenteurs de droits variables » est une entité assujettie à la consolidation conformément aux dispositions de la note d'orientation concernant la comptabilité (« NOC ») 15 de l'ICCA.

Le groupe Énergie NB possède plusieurs droits variables sous forme de contrats d'achat d'énergie avec des sociétés tierces. Le Groupe n'a pas consolidé les résultats financiers de ces entités tierces.

**Raisonnement relatif à tous les contrats, à l'exception d'un de ceux-ci**

Pour tous les contrats en question, à l'exception d'un de ceux-ci, il a été déterminé qu'un montant négligeable de variabilité est absorbé par le Groupe relativement aux contrats visés et que, par conséquent, la consolidation n'est pas de mise.

**Raisonnement relatif au contrat faisant l'objet d'une exception**

Il existe un contrat d'achat d'énergie concernant l'achat de toute la capacité et l'énergie électrique produite par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004. Pour l'exercice clos le 31 mars 2013, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 51 millions de dollars, comparativement à 39 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2012.

Le Groupe n'a pas été en mesure d'obtenir l'information nécessaire et, par conséquent, il n'a pu évaluer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables. Le Groupe n'a donc pas consolidé les résultats financiers de cette entité tierce.

**o. Utilisation d'estimations**

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur :

- les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers;
- les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de l'exercice.

**NOTES COMPLÉMENTAIRES**  
Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Le tableau suivant présente les notes qui font référence à ces estimations.

Note	Estimation
Note 4 b)	Immobilisations corporelles
Note 4 j)	Produits (estimations des montants facturés)
Note 7	Amortissement et déclassement des immobilisations corporelles
Note 14	Actifs et passifs réglementaires
Note 16	Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 19	Prestations de retraite reportées
Note 22	Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 23	Passifs reportés – autres
Note 26	Instruments financiers
Note 28	Engagements, éventualités et garanties

## 5. Modifications de conventions comptables

### Modifications de conventions au cours de l'exercice clos le 31 mars 2013

Au cours de l'exercice clos le 31 mars 2013, aucune modification n'a eu d'incidence sur les états financiers.

### Modifications comptables futures

#### Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Le tableau suivant présente les questions relatives à la mise en œuvre des IFRS ainsi que leur incidence sur le groupe Énergie NB.

Dates importantes

Date	Événement
Septembre 2012 et février 2013	Le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a permis aux sociétés qui exercent des activités à tarifs réglementés de reporter la mise en œuvre des IFRS. Le groupe Énergie NB répondait aux critères d'admissibilité et a choisi de reporter la mise en œuvre des IFRS jusqu'à l'exercice se clôturant le 31 mars 2016.
1er avril 2015	Date de transition pour le groupe Énergie NB À des fins de comparaison, il sera nécessaire de procéder au retraitement des montants présentés par le Groupe pour son exercice se clôturant le 31 mars 2015 ainsi que du bilan d'ouverture au 1 <sup>er</sup> avril 2014.

## 6. Produits provenant de l'extérieur de la province

Les produits provenant de l'extérieur de la province se détaillent comme suit :

	2013		2012	
Clients aux États-Unis	150	\$	103	\$
Clients au Canada	104		122	
Produits provenant de l'extérieur de la province	254	\$	225	\$

## 7. Amortissement et déclassement

	2013		2012	
Amortissement	153	\$	187	\$
Déclassement	31		30	
Amortissement et déclassement	184	\$	217	\$

## 8. Impôts

	2013		2012	
Impôts fonciers	22	\$	23	\$
Impôts sur les services publics et les emprises	17		17	
Impôts	39	\$	40	\$

## 9. Frais de financement

	2013		2012	
Intérêts débiteurs (note 25)	191	\$	201	\$
Moins les revenus tirés des fonds en fiducie et des autres placements	(23)		(22)	
	168		179	
Frais de gestion du portefeuille de la dette (note 25)	29		29	
(Gains) pertes de change réalisé(e)s	2		-	
	199		208	
Moins les intérêts capitalisés	(99)		(113)	
Frais de financement	100	\$	95	\$

## Intérêts versés au cours de l'exercice

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 192 millions de dollars, comparativement à 203 millions de dollars en 2012. Les intérêts perçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 23 millions de dollars, comparativement à 22 millions de dollars en 2012.

## 10. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Ci-après sont présentés les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices du groupe Énergie NB ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices pour l'exercice;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu.

### Paiements spéciaux pour l'exercice

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices se détaillent comme suit :

	2013		2012	
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	102	\$	231	\$
Perte (bénéfice) non assujetti(e) à des paiements tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Mine Reclamation Inc.)	4		(12)	
Bénéfice assujetti à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	106		219	
Taux d'imposition	25,00	%	26,38	%
	27		57	
Écart de taux lié au report de perte en avant/en arrière et dépréciation d'un actif lié au report en avant/en arrière	6		1	
	33	\$	58	\$

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices versés au cours de l'exercice se sont élevés à 32 millions de dollars, comparativement à 60 millions de dollars en 2012.

## Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu

Les paiements spéciaux futurs au titre des autres éléments du résultat étendu se détaillent comme suit :

	2013	2012
Autres éléments du résultat étendu avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	123 \$	(12) \$
Taux d'imposition	25,00 %	28,88 %
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	31	(4)

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices sont calculés séparément pour chacune des filiales en exploitation.

## 11. Capital-Actions

Le groupe Énergie NB, avec l'approbation de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (la « Corporation financière »), est autorisé à émettre un nombre illimité d'actions de catégories A et B sans valeur nominale.

Le capital-actions émis et en circulation se détaille comme suit :

	Catégorie A	Catégorie B
Nombre d'actions	1	1 006
Avec ou sans droit de vote	Avec droit de vote	Sans droit de vote
Actionnaire	Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick	Corporation financière
Valeur	Symbolique	140 \$ (valeur attribuée)
Droit aux dividendes	Le détenteur d'actions de catégorie A ne peut recevoir de dividendes tant que des actions de catégorie B demeurent en circulation.	Le détenteur d'actions de catégorie B a le droit de recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration.  Le pourcentage désigné des dividendes déclarés peut varier au gré de l'actionnaire et selon la situation financière du Groupe.  Les dividendes sont déclarés par Transport Énergie NB et payés par la filiale en exploitation.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### 12. Gestion du capital

L'objectif du Groupe à l'égard de sa structure du capital consiste à maintenir un accès efficace au capital à long terme au coût le moins élevé possible pour les clients. Les emprunts du Groupe sont conclus avec la Corporation financière, laquelle agit à titre d'agent pour le Groupe, et sont garantis par la province du Nouveau-Brunswick. Le Groupe est essentiellement financé au moyen de capitaux empruntés.

La structure du capital du Groupe comprend les éléments suivants :

Aux 31 mars	2013	2012
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	192 \$	481 \$
Moins : trésorerie	–	4
	192	477
Dette à court terme	792	583
Dette à long terme	3 730	3 469
Total de la dette	4 714	4 529
Capital-actions	140	140
Surplus d'apport	187	187
Bénéfices non répartis (déficit)	182	124
Total du capital	5 223 \$	4 980 \$
Pourcentage de la dette nette <sup>5</sup> dans la structure du capital	90 %	91 %

<sup>5</sup> La dette nette correspond à la dette à long terme, la dette à court terme et la trésorerie.

### 13. Créance à long terme

Au cours de l'exercice, le groupe Énergie NB a vendu des actifs des réseaux de distribution à un tiers. La transaction a été partiellement contrebalancée par l'achat des actifs relatifs aux chauffe-eau de ce même tiers. Le solde net de 18 millions de dollars sera recouvré sur 20 ans, au taux d'intérêt annuel de 3,85 %.

Créance à long terme	2013	2012
Solde d'ouverture	18 \$	– \$
Paiements effectués	–	–
Moins : tranche à court terme	1	–
Solde de clôture	17 \$	– \$

**NOTES COMPLÉMENTAIRES**

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

## 14. Actifs et passifs réglementaires

Distribution Énergie NB a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 1 072 millions de dollars au 31 mars 2013, comparativement à 943 millions de dollars au 31 mars 2012. Le tableau suivant présente un rapprochement des deux actifs réglementaires.

<b>Actif (passif) réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Solde d'ouverture	53 \$	55 \$
Ajustement au titre du report dans l'état des résultats		
Amortissement et économie au titre des intérêts	(27)	(27)
Avantage échelonné pour les clients <sup>6</sup>	23	22
	(4)	(5)
Intérêts sur le report	3	3
	(1)	(2)
Solde de clôture	52 \$	53 \$

<b>Actif réglementaire – Report lié à la centrale de Point Lepreau</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Solde d'ouverture	890 \$	673 \$
Ajustement au titre du report dans l'état des résultats		
Coûts engagés au cours de la période	132	189
Coûts additionnels liés à l'approvisionnement en énergie	100	200
Compensation pour les coûts inclus dans les tarifs actuels	(123)	(209)
Amortissement au titre du report	(23)	–
	86	180
Intérêts sur le report	44	37
Solde de clôture	1 020 \$	890 \$
Tranche à court terme des actifs réglementaires <sup>7</sup>	20	–
Tranche à long terme des actifs réglementaires	1 052	943
Total des actifs réglementaires	1 072 \$	943 \$

<b>Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Règlement de la poursuite contre PDVSA	4 \$	5 \$
Report lié à la centrale de Point Lepreau	(86)	(180)
Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	(82) \$	(175) \$

<sup>6</sup> Représente la tranche relative à l'exercice considéré des avantages prévus découlant du règlement de la poursuite, lesquels sont crédités aux clients de façon échelonnée sur les 11 prochaines années.

<sup>7</sup> Représente les montants à recevoir des contribuables durant l'exercice considéré.



## 15. Immobilisations corporelles

Le coût, l'amortissement cumulé et la valeur comptable nette des immobilisations corporelles se détaillent comme suit :

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Centrales électriques	6 006 \$	2 990 \$	3 016 \$	4 467 \$	2 915 \$	1 552 \$
Réseau de transport	398	206	192	394	200	194
Postes et sous-stations	545	314	231	542	308	234
Réseau de distribution	875	447	428	861	440	421
Bâtiments	64	40	24	63	39	24
Systèmes informatiques	135	115	20	129	108	21
Véhicules	80	43	37	77	40	37
Actifs divers	41	17	24	39	16	23
Construction en cours	97	–	97	1 403	–	1 403
<b>Total</b>	<b>8 241 \$</b>	<b>4 172 \$</b>	<b>4 069 \$</b>	<b>7 975 \$</b>	<b>4 066 \$</b>	<b>3 909 \$</b>

Le montant imputé au titre du coût des capitaux propres (provision pour fonds utilisés durant la construction) pour 2013 s'est établi à 1 million de dollars, comparativement à 1 million de dollars en 2012.

## 16. Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié

Ci-après sont présentés les fonds distincts constitués par le groupe Énergie NB au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- les exigences relatives aux fonds;
- les fonds du groupe Énergie NB;
- l'état des fonds du groupe Énergie NB.

### Exigences relatives aux fonds

La *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* oblige les propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer un fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter le plan de stockage à long terme proposé par la Société de gestion des déchets nucléaires, une entité créée en vertu de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* et détenue par les principaux propriétaires de combustible nucléaire irradié.

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (la « CCN ») exige que le Groupe maintienne certains fonds distincts afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau. Le montant de ces fonds constitués servira à satisfaire aux exigences de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*.

## Fonds du groupe Énergie NB

Le groupe Énergie NB a constitué les fonds suivants, chacun étant détenu dans un compte de garde.

Fonds	Fiduciaire	Objectif	Exigences de financement
Fonds distinct au titre du déclassé et fonds distinct au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Ministre des Finances provincial	Satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la CCSN	Établies annuellement d'après les obligations actuelles et la valeur de marché du fonds. Le montant de la cotisation pour l'exercice 2012-2013 s'est établi à néant (néant pour l'exercice 2011-2012).
Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Ministre des Finances fédéral	Respecter la <i>Loi sur les déchets de combustible nucléaire</i> et satisfaire aux exigences de la CCSN	En vertu de la Loi, le Groupe est tenu de verser une cotisation au fonds en fiducie d'un montant fondé sur la formule de financement approuvée.  Le montant de la cotisation pour l'exercice 2012-2013 s'est établi à 5 millions de dollars (5 millions de dollars pour l'exercice 2011-2012).

## État des fonds du groupe Énergie NB

Le tableau suivant présente l'état de chaque fonds.

	2013	2012
<b>Fonds au titre du déclassé des installations nucléaires</b>		
Fonds distinct au titre du déclassé	199 \$	189 \$
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	310	301
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	103	94
	413	395
Total des fonds au titre du déclassé des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié <sup>8</sup>	612 \$	584 \$

<sup>8</sup> Comprend un ajustement découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 107 millions de dollars au 31 mars 2013, comparativement à 102 millions de dollars au 31 mars 2012.

## 17. Autres actifs

Le Groupe a conclu un accord de 15 ans avec un tiers pour qu'il construise et exploite une installation de séparation de cendres à la centrale de Belledune afin de transformer les cendres volantes produites à l'installation. L'investissement de 6 millions de dollars en 2007 représente la quote-part du coût de l'installation exigée du Groupe. Conformément à cet accord, le Groupe percevra des redevances sur la vente des cendres transformées sur la durée de l'accord. L'investissement est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de l'accord.

	2013	2012
Installation de séparation de cendres	3 \$	3 \$

## 18. Actif incorporel

En 2008, le Groupe a fait l'acquisition de la centrale de Nepisiguit. L'acquisition comprenait un terrain, un barrage, de l'équipement et la cession d'un droit prévu par la loi pour produire de l'électricité sur la rivière Nepisiguit.

La juste valeur de marché estimative de la cession des droits était de 22 millions de dollars et est amortie sur la durée de vie restante de la centrale (50 ans).

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

En 2013, le Groupe a fait l'acquisition d'une liste de clients (l'avantage d'inclure plus de clients dans les initiatives Réduire et déplacer la demande). La liste de clients est évaluée à 1 million de dollars et elle est amortie sur 20 ans.

	2013	2012
Actif incorporel Nepisiguit Falls	22 \$	22 \$
Amortissement cumulé Nepisiguit Falls	(3)	(2)
	19	20
Actif incorporel liste de clients	1	
Amortissement cumulé liste de clients	–	–
	1	–
	20 \$	20 \$

## 19. Prestations de retraite reportées

Ci-après sont présentés des renseignements détaillés sur les prestations de retraite reportées du groupe Énergie NB ainsi que des renseignements à l'égard des éléments suivants :

- les régimes de retraite en vigueur;
- les hypothèses;
- les coûts;
- les actifs et les obligations;
- les cotisations.

### Régimes de retraite en vigueur

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des employés de Mine Reclamation Inc., souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick, qui est décrit à la note 4 g). L'actif et le passif au titre du régime du groupe Énergie NB et du régime de Mine Reclamation Inc. sont calculés au 31 mars 2013. Les plus récentes évaluations actuarielles effectuées aux fins de la capitalisation du Régime de pension de retraite dans les services publics sont datées du 1<sup>er</sup> avril 2012. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du régime de Mine Reclamation Inc. est datée du 1<sup>er</sup> janvier 2011. La prochaine, toujours en ce qui concerne Mine Reclamation Inc., doit être terminée au 1<sup>er</sup> janvier 2014.

### Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2013 (%)	2012 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	4,30	4,90
Taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime	6,96	6,96
Augmentations salariales prévues	2,50	2,50

### Coûts

Les coûts constatés et inclus dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice sont les suivants :

	2013	2012
Coût des services rendus au cours de l'exercice	27 \$	19 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	79	78
(Gain réel) sur l'actif au titre du régime	(93)	(47)
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif au titre du régime	17	(24)
Pertes actuarielles sur l'obligation au titre des prestations constituées	320	199
Écart entre la perte actuarielle constatée pour l'exercice et la perte actuarielle sur l'obligation au titre des prestations constituées pour l'exercice	(292)	(183)
Amortissement de l'actif transitoire	(3)	(3)
	55 \$	39 \$

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Actifs et obligations

Les actifs et les obligations découlant du Régime de pension de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de Mine Reclamation Inc. attribuables à la quote-part du Groupe de ces régimes se résument comme suit aux 31 mars :

	2013	2012
Actifs du fonds de retraite à la juste valeur	1 184 \$	1 104 \$
Obligation au titre des prestations constituées	(1 977)	(1 593)
Déficit du régime de retraite	(793)	(489)
Actif transitoire non amorti	(10)	(13)
Pertes non amorties	822	546
Prestations de retraite reportées	19 \$	44 \$

### Cotisations

Conformément aux règlements, les cotisations se détaillent comme suit :

	2013	2012
Cotisations des employés	12 \$	12 \$
Cotisations de l'employeur	29 \$	28 \$

## 20. Dette à court terme

Le Groupe emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Au 31 mars 2013, la dette à court terme envers la Corporation financière était de 792 millions de dollars (y compris un découvert de 1 million de dollars), comparativement à 583 millions de dollars au 31 mars 2012.

## 21. Dette à long terme

Le Groupe emprunte des fonds auprès de la Corporation financière pour financer ses obligations à long terme. Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard de la dette à long terme du Groupe ainsi que des éléments suivants :

- les emprunts à long terme à la fin de l'exercice;
- les échéances;
- les taux d'intérêt;
- les frais de gestion du portefeuille de la dette;
- les remboursements de capital.

### Emprunts à long terme à la fin de l'exercice

Les emprunts à long terme à la fin de l'exercice se résument comme suit :

	2013	2012
Débitures détenues par la Corporation financière	3 962 \$	3 992 \$
Escomptes et primes non amortis	(40)	(42)
	3 922	3 950
Moins : tranche à court terme	(192)	(481)
Dette à long terme	3 730 \$	3 469 \$

### Échéances

Les dates d'échéance des débiteures se situent entre 2013 et 2042. Les conditions de toutes les débiteures, sauf une, sont telles que le Groupe doit faire des remboursements annuels de 1 % du montant initial de chaque débenture à la date anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance réelle des débiteures, date à laquelle le solde du capital restant sera remboursé. L'exception consiste en l'émission d'une débenture à taux variable qui n'est pas assortie d'un paiement anticipé et qui viendra à échéance en 2016.

### Taux d'intérêt

Toutes les débiteures, sauf une, portent intérêt à des taux fixes variant de 3,35 % à 8,75 %. Au 31 mars 2013, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débiteures en cours était de 4,42 %, comparativement à 4,70 % au 31 mars 2012. L'exception consiste en l'émission d'une débenture à taux variable dont le taux d'intérêt est révisé sur une base trimestrielle et fondé sur le taux Canadian Dealer Offered Rate (CDOR) majoré de 4 points de base. Au 31 mars 2013, le taux CDOR majoré de 4 points de base s'établissait à 1,325 %.

### Frais de gestion du portefeuille de la dette

Le Groupe paie à la Corporation financière des frais annuels de gestion du portefeuille de la dette se chiffrant à 0,6489 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme en début d'exercice.

## Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme sont exigibles comme suit :

Exercices se clôturant les	Remboursement de capital
31 mars 2014 – tranche à court terme	192 \$
31 mars 2015	39
31 mars 2016	443
31 mars 2017	313
31 mars 2018	410
31 mars 2019 et par la suite	2 565
Tranche à long terme	3 770 \$
	3 962 \$

## 22. Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié

Ci-après sont présentés des renseignements sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations du groupe Énergie NB ainsi que sur les éléments suivants :

- la nature des passifs;
- les hypothèses utilisées pour le calcul des passifs;
- les passifs à la fin de l'exercice.

### Nature des passifs

Les passifs se détaillent comme suit :

Passif	Nature	Renseignements sur le financement
Déclassement des centrales thermiques	Coût du déclassement des centrales thermiques à la fin de leur durée de vie utile.	Le passif n'est pas financé.
Déclassement de la centrale nucléaire	Coût du déclassement de la centrale nucléaire à la fin de sa durée de vie utile.	Se reporter à la note 16 pour des renseignements sur le financement de ce passif.
Gestion du combustible nucléaire irradié	Coût de la gestion à court et à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié générées par la centrale nucléaire.	Se reporter à la note 16 pour des renseignements sur le financement de ce passif.

## Hypothèses utilisées pour le calcul des passifs

Les principales hypothèses sur lesquelles sont fondés les passifs se détaillent comme suit :

	Déclassement des centrales thermiques	Déclassement de la centrale nucléaire	Gestion du combustible nucléaire irradié
Montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif			
– 2013	165 \$	925 \$	676 \$
– 2012	175 \$	907 \$	662 \$
Raison de l'augmentation ou de la diminution	Dépenses liées au déclassement contrebalancées par l'indexation et variation du passif découlant de la mise à jour des estimations de coûts et de la révision du calendrier des flux de trésorerie	Indexation et variation du passif découlant de la révision du calendrier des flux de trésorerie	Indexation et variation du passif découlant de la mise à jour des estimations de coûts et de la révision du calendrier des flux de trésorerie
Dépenses en espèces requises jusqu'à l'an	2039	2081	2164
Taux utilisé pour actualiser les flux de trésorerie			
– pour la constatation initiale du passif	7,1 %	7,1 %	7,1 %
– pour la constatation ultérieure du passif additionnel	De 4,4 % à 6,3 %	De 4,4 % à 5,9 %	De 4,4 % à 5,9 %
Taux d'inflation utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	De 1,8 % à 2,5 %	2,0 %	De 1,9 % à 4,1 %

## Passifs à la fin de l'exercice

Les passifs au titre du déclassement des centrales nucléaire et thermiques et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établissent comme suit :

	2013	2012
<b>Passif au titre du déclassement des centrales thermiques</b>		
Solde au début de l'exercice	114 \$	91 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	(4)	26
Plus : charge de désactualisation	6	6
Moins : dépenses	(10)	(9)
Solde à la fin de l'exercice	106 \$	114 \$
<b>Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire</b>		
Solde au début de l'exercice	164 \$	155 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	24	–
Plus : charge de désactualisation	10	9
Solde à la fin de l'exercice	198 \$	164 \$
<b>Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié</b>		
Solde au début de l'exercice	271 \$	243 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	–	15
Plus : charge de désactualisation	14	14
Moins : dépenses	(2)	(1)
Solde à la fin de l'exercice	283 \$	271 \$
Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié	587 \$	549 \$

## 23. Passifs reportés – Autres

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des autres passifs reportés du groupe Énergie NB ainsi que des éléments suivants :

- le passif au titre des prestations de retraite anticipée;
- le passif au titre des allocations de retraite;
- l'obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.

Le tableau suivant présente un sommaire des autres passifs reportés du Groupe.

	2013	2012
Programmes de retraite anticipée	69 \$	68 \$
Programme d'allocations de retraite	26	26
Autres avantages sociaux futurs à payer	7	7
Remise en état des terres de Mine Reclamation Inc.	3	3
Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.	10	10
	115	114
Moins : montants échéant à moins de un an <sup>9</sup>	(7)	(7)
Passifs reportés – autres	108 \$	107 \$

<sup>9</sup> Les montants échéant à moins de un an sont inclus dans les créanciers et charges à payer.

## Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme il en est fait mention à la note 4 i), le groupe Énergie NB offre un programme de retraite anticipée sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1<sup>er</sup> avril 2012.

Le tableau suivant présente :

- les principales hypothèses établies par la direction;
- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation du Groupe à la fin de l'exercice.

	2013	2012
<b>Hypothèses</b>		
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer le passif au titre des prestations de retraite anticipée	4,30 %	4,90 %
<b>Coût</b>		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	– \$
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	5	5
Coûts constatés pour l'exercice	8 \$	5 \$
<b>Obligation</b>		
Obligation au titre des prestations constituées	89 \$	81 \$
Pertes non amorties	(20)	(13)
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	69 \$	68 \$

## Passif au titre des allocations de retraite

Comme il en est fait mention à la note 4 h), le Groupe offre un programme d'allocations de retraite sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1<sup>er</sup> avril 2012.

### Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2013 (%)	2012 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	4,30	4,90
Augmentations salariales prévues	2,50	2,50

Le tableau suivant présente :

- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation du Groupe à la fin de l'exercice.

	2013	2012
<b>Coûts constatés pour l'exercice</b>		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2 \$	2 \$
Intérêt sur le passif au titre des allocations de retraite	4	4
Coûts constatés pour l'exercice	6 \$	6 \$
<b>Obligation</b>		
Obligation au titre des prestations constituées	49 \$	47 \$
Pertes non amorties	(23)	(21)
Passif au titre des allocations de retraite	26 \$	26 \$

## Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.

Le Groupe et sa filiale, Mine Reclamation Inc., ont un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Mine Reclamation Inc. a constaté une obligation environnementale non provisionnée correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus selon un taux d'actualisation de 7,75 % à la comptabilisation initiale du passif et, subséquemment de 4,39 %, à l'égard des flux de trésorerie futurs.

Le passif se détaille comme suit :

	2013	2012
Solde au début de l'exercice	10 \$	10 \$
Plus : charge de désactualisation	1	1
Moins : révision du montant des flux de trésorerie	(1)	–
Moins : dépenses	–	(1)
Solde à la fin de l'exercice	10 \$	10 \$

### Flux de trésorerie requis pour régler le passif

Le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 15 millions de dollars.



## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### 24. Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice

Les montants se détaillent comme suit :

	2013	2012
Amortissement, déclassement et gain ou perte sur cession	169 \$	202 \$
Paiement des charges liées aux programmes de retraite	3	1
Charge de retraite moins la capitalisation connexe	24	10
Paiements futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(2)	2
	194 \$	215 \$

### 25. Opérations entre apparentés

Les apparentés du groupe Énergie NB comprennent la Corporation financière, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'« Exploitant du réseau ») et la province du Nouveau-Brunswick.

La Corporation financière et l'Exploitant du réseau ont été constitués en vertu de la *Loi sur l'électricité*, comme suit :

- la Corporation financière est une corporation de la Couronne et mandataire de l'État ayant pour mandat la conversion et la répartition appropriées de la dette de Holding Énergie NB entre les filiales d'exploitation, ainsi que la prise en charge et la réduction de la tranche restante de la dette d'Énergie NB;
- l'Exploitant du réseau est un organisme à but non lucratif dont l'objectif est de diriger de façon distincte l'exploitation du marché de l'électricité et de maintenir l'adéquation et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité.

Cette note présente les opérations conclues avec ces apparentés.

### Produits et charges

Les éléments suivants des produits et des charges liés aux apparentés sont inclus dans les résultats financiers des exercices clos les 31 mars.

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2013	2012	2013	2012
<b>Produits</b>				
Produits liés au transport	– \$	– \$	94 \$	90 \$
Produits divers	–	–	4	1
	– \$	– \$	98 \$	91 \$
<b>Charges</b>				
Transport d'énergie	–	–	87	85
Autres	–	–	14	2
Intérêts	191	201	–	–
Frais de gestion du portefeuille de la dette	29	29	–	–
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	33	58	–	–
	253 \$	288 \$	101 \$	87 \$

### Débiteurs et créditeurs

Les soldes à recevoir et à payer suivants liés aux apparentés existaient aux 31 mars :

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2013	2012	2013	2012
Débiteurs	17 \$	11 \$	13 \$	10 \$
Créditeurs	21	10	8	6
Intérêts courus à payer	36	37	–	–

Les montants présentés au titre des débiteurs et des créditeurs pour les apparentés sont assujettis aux modalités de paiement usuelles applicables aux parties non apparentées.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Dividendes

Pendant l'exercice, le Groupe a déclaré des dividendes de 11 millions de dollars, comparativement à 16 millions de dollars en 2012, et payés à la Corporation financière.

### Dettes et garanties

Le Groupe avait une dette à payer à la Corporation financière (notes 20 et 21), dette qui est garantie par la province du Nouveau-Brunswick.

La Corporation financière a donné certaines garanties pour le Groupe à des tiers créanciers importants relativement aux ententes bancaires, aux créditeurs et aux obligations liées aux instruments financiers dérivés.

### Paievements à la province du Nouveau-Brunswick

Au cours de l'exercice, le Groupe a payé à la province du Nouveau-Brunswick des impôts fonciers ainsi que des impôts sur les services publics et les emprises de 39 millions de dollars, comparativement à 40 millions de dollars en 2012 (se reporter à la note 8). Le Groupe a également fait des paiements à la Société de gestion des placements du Nouveau-Brunswick à l'égard des régimes de retraite (se reporter à la note 19).

## 26. Instruments financiers

Un instrument financier [se reporter à la note 4 k)] correspond à tout contrat qui donne lieu à un actif financier pour une entité et à un passif financier ou à un instrument de capitaux propres pour une autre entité (p. ex. : débiteurs/créditeurs).

### Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur représente une estimation de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur d'un instrument financier à une date déterminée (y compris la juste valeur des contrats à terme utilisés à des fins de couverture et des autres dérivés) reflète notamment les écarts entre les modalités contractuelles de l'instrument et les modalités qui sont actuellement d'usage sur le marché.

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux.

Niveau de la hiérarchie	Les justes valeurs sont déterminées	Comprend les instruments financiers suivants
1	au moyen de données correspondant aux prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques;	<ul style="list-style-type: none"><li>• fonds au titre du déclassement des installations nucléaires</li><li>• fonds au titre de la gestion du combustible irradié</li><li>• autres actifs et passifs financiers (la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance à court terme)</li></ul>
2	au moyen de modèles internes utilisant des prix du marché observables comme données;	<ul style="list-style-type: none"><li>• actifs dérivés</li><li>• passifs dérivés</li><li>• dette à long terme</li></ul>
3	au moyen de modèles internes utilisant des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.	Le Groupe n'a actuellement aucun instrument classé au niveau 3.

### Dates d'évaluation

Pour tous ses actifs et ses passifs financiers, le Groupe présente la juste valeur au 31 mars 2013.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Instrument financiers en cours

Ci-après sont présentés les instruments financiers en cours du Groupe au 31 mars 2013 ainsi que des renseignements à l'égard des instruments suivants.

- a. Dette à long terme
- b. Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié
- c. Instruments dérivés constitutifs de relations de couverture
  - i. Contrats de change
  - ii. Contrats de mazout lourd
  - iii. Contrats de gaz naturel
  - iv. Contrats de charbon
  - v. Contrats d'électricité
- d. Autres actifs et passifs financiers

#### a. Dette à long terme

Cet instrument financier est classé dans les autres passifs et est comptabilisé à la valeur comptable dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, la dette à long terme du Groupe se détaillait comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2013	2012
Coût (se reporter à la note 21)		3 922 \$	3 950 \$
Juste valeur	2	4 475 \$	4 474 \$

#### b. Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié

Cet instrument financier est classé comme disponible à la vente et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, les fonds du Groupe au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié se détaillaient comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2013	2012
Coût	505	\$482	\$
Juste valeur (se reporter à la note 16)	1612	\$584	\$
Gain lié à la valeur de marché (inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)	107	\$102	\$

### c. Instruments dérivés<sup>10</sup>

#### i. Contrats de change

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition au risque de change découlant de ses exigences nettes prévues en dollars américains en concluant des contrats à terme portant sur l'échange de dollars canadiens contre des dollars américains. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 54 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2013	2012
Engagements d'achat nets (en millions de \$ US)		429 \$	623 \$
Taux de change moyen pondéré (\$ US/\$ CA)		1,0229	1,0174
Juste valeur (du passif)	2	2 \$	(6) \$

<sup>10</sup> Un actif dérivé représente une position de valeur de marché favorable, alors qu'un passif dérivé représente une position de valeur de marché défavorable.

#### ii. Contrats de mazout lourd

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux fluctuations du coût du mazout lourd. Aux 31 mars, le Groupe n'avait aucun contrat en cours.

	Niveau de la hiérarchie	2013	2012
Notionnel net (en millions de barils)		–	0,2
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/b)		– \$	94,76 \$
Juste valeur de l'actif	2	– \$	2 \$

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### iii. Contrats de gaz naturel

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix du gaz naturel. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 24 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2013	2012
Notionnel net (en millions de BTU)		20,6	15,8
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/BTU)		4,74 \$	5,48 \$
Juste valeur (du passif) de l'actif	2	(1) \$	- \$

### iv. Contrats de charbon

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix du charbon. Aux 31 mars, le Groupe n'avait aucun contrat en cours.

	Hierarchy level	2013	2012
Notionnel net (en millions de tonnes métriques)		-	0,04
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/tonne métrique)		- \$	98,40 \$
Juste valeur de l'actif	2	- \$	- \$

### v. Contrats d'électricité

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Dans la mesure du possible, le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix de l'électricité.

Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats d'achat d'électricité échéant au cours des 45 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Hierarchy level	2013	2012
Notionnel (en millions de MWh)		5,2	4,9
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		48,82 \$	51,98 \$
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	22 \$	(68) \$

### d. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers du bilan cumulé se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

## Sommaire de l'incidence des instruments financiers

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des instruments financiers comptabilisés dans le bilan au 31 mars 2013. Cette incidence est composée :

- de la juste valeur des instruments dérivés constitutifs de relations de couverture;
- de la juste valeur des dérivés qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture;
- de la variation de la valeur de marché de la créance à long terme et des fonds en fiducie au titre du nucléaire.

	Fonds en fiducie au titre du nucléaire	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Électricité	Total
Tranche à court terme des actifs dérivés	-	1	-	1	16	18
Tranche à long terme des actifs dérivés	-	1	-	-	6	7
Fonds au titre du nucléaire évalués à la valeur de marché (note 16)	107	-	-	-	-	107
Tranche à court terme des passifs dérivés	-	-	-	(1)	-	(1)
Tranche à long terme des passifs dérivés	-	-	-	(1)	-	(1)
<b>Actifs (passifs)</b>	<b>107</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>22</b>	<b>130</b>

L'incidence des instruments financiers au 31 mars 2013 correspond à un actif net de 130 millions de dollars (se reporter au tableau précédent). Le montant de 130 millions de dollars a été constaté dans le bilan et comprend :

- un montant de 4 millions de dollars comptabilisé dans les bénéfices non répartis;
- un gain de 126 millions de dollars (gain de 95 millions de dollars après impôts) constaté dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Un rapprochement de ces montants est présenté dans les tableaux suivants :

Le tableau ci-dessous, qui présente l'incidence sur les bénéfices non répartis, comprend les instruments financiers qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.

Incidence sur les bénéfices non répartis	Fonds en fiducie au titre du nucléaire	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Électricité	Total
<b>Solde au 1<sup>er</sup> avril 2012</b>	-	-	<b>2</b>	-	-	<b>2</b>
<b>Ajustements de l'exercice considéré</b>						
Ajustements liés aux instruments qui ne sont plus désignés comme couverture	-	-	-	3	1	4
Règlements	-	-	(2)	-	-	(2)
	-	-	<b>(2)</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Solde au 31 mars 2013</b>	-	-	-	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

Le tableau ci-dessous, qui présente l'incidence sur le cumul des autres éléments du résultat étendu, comprend les instruments financiers admissibles à la comptabilité de couverture.

Incidence sur le cumul des autres éléments du résultat étendu	Fonds en fiducie au titre du nucléaire	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Électricité	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts) au 1 <sup>er</sup> avril 2012	102	(6)	-	(24)	(68)	4
Incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré <sup>11</sup>	5	8	-	20	89	122
	<b>107</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>21</b>	<b>126</b>
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices reflétés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(27)	-	-	1	(5)	(31)
<b>Balance March 31, 2013</b>	<b>80</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>16</b>	<b>95</b>

<sup>11</sup>. L'incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ne tient pas compte de l'incidence de (1) million de dollars découlant de la modification du taux d'imposition d'un exercice à l'autre, laquelle n'est pas reflétée dans l'état du résultat étendu.

## 27. Gestion du risque lié aux instruments financiers

Les types de risque suivants sont présentés ci-après :

- risque de crédit;
- risque de marché;
- risque d'illiquidité.

### Risque de crédit

Le risque de crédit représente le risque de perte financière qui découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations en vertu des modalités d'un instrument financier.

### Gestion du risque de crédit

Afin de gérer le risque de crédit, le Groupe :

- effectue des évaluations exhaustives des contreparties avant d'octroyer du crédit;
- surveille activement et régulièrement la santé financière de ses principales contreparties ainsi que son exposition potentielle au risque connexe.

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur des instruments financiers du Groupe qui l'exposaient au risque de crédit aux 31 mars :

Actif financier	Catégorie	Juste valeur en 2013		Juste valeur en 2012	
Trésorerie	Détenus à des fins de transaction	-	\$	4	\$
Débiteurs	Prêts et créances	280		263	
Créance à long terme	Prêts et créances	18		-	
Actifs dérivés	Détenus à des fins de transaction	25		-	
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	Disponibles à la vente	612		584	
		935	\$	851	\$

### Trésorerie

Le risque de crédit lié à la trésorerie est considéré comme faible, car les fonds sont déposés auprès de banques à charte canadiennes.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Débiteurs

Les débiteurs consistent principalement en une combinaison de sommes à recevoir de clients résidentiels et commerciaux de l'intérieur et de l'extérieur de la province. Afin de réduire le risque de crédit, le Groupe surveille les débiteurs en cours et s'efforce de recouvrer les montants en souffrance.

Le tableau suivant présente un sommaire des débiteurs classés selon l'âge de la créance pour le Groupe aux 31 mars, en nombre de jours.

Débiteurs	2013	2012
Comptes clients		
Créances clients – courantes	197 \$	184 \$
De 60 à 89 jours	2	2
Plus de 90 jours	6	9
	205	195
Provision pour créances douteuses	(5)	(5)
Débiteurs divers <sup>12</sup>	64	62
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	16	11
	280 \$	263 \$

<sup>12</sup> Les débiteurs divers comprennent les ventes non liées à l'électricité, les montants courus et les règlements de couverture à recevoir.

### Provision pour créances douteuses

La provision pour créances douteuses est :

- examinée sur une base régulière;
- fondée sur l'estimation des comptes impayés qui risquent d'être irrécouvrables.

Rapprochement de la provision pour créances douteuses	2013	2012
Solde au début de l'exercice	5 \$	4 \$
Augmentation au cours de l'exercice	4	6
Recouvrement de mauvaises créances au cours de l'exercice	1	–
Radiation de mauvaises créances au cours de l'exercice	(5)	(5)
	5 \$	5 \$

### Concentration du risque de crédit

Aucune concentration importante du risque de crédit n'existe en ce qui a trait aux débiteurs, car ceux-ci sont répartis entre de nombreux clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province. Dans certains cas, le Groupe demande des dépôts ou exige des lettres de crédit.

### Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié

Le Groupe limite le risque de crédit lié aux fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié en investissant dans des titres liquides émis par des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Le portefeuille actuel est principalement composé d'obligations des gouvernements provinciaux et fédéral. Le risque de crédit lié à ces fonds est considéré comme faible.

### Actifs dérivés

Le Groupe conclut des opérations sur instruments financiers dérivés seulement avec des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Toutes les contreparties liées aux positions en cours du Groupe ont une cote de crédit de première qualité qui leur a été attribuée par une agence de notation externe.

Le Groupe :

- surveille les limites de crédit des contreparties de façon régulière;
- exige des garanties lorsque l'exposition dépasse les limites de crédit attribuées.

Au 31 mars 2013, il y a concentration du risque de crédit à l'égard des actifs dérivés, car la majeure partie du solde des actifs dérivés est liée à une petite quantité de contreparties. Cependant, comme la majeure partie du montant est lié à des banques à charte canadiennes et à d'autres institutions financières reconnues, le risque de crédit connexe est considéré comme faible.

### Risque de marché

Le risque de marché représente le risque que le bénéfice ou la valeur des instruments financiers du Groupe varient en raison des fluctuations des prix du marché.

Le Groupe est exposé à divers risques liés aux prix du marché, tels que les variations :

- des taux de change;
- des taux d'intérêt;
- des prix des marchandises;
- des prix du fret.

Le Groupe gère ces expositions au moyen de contrats à terme et d'autres instruments dérivés conformément aux politiques approuvées par le conseil.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

Le tableau suivant présente une analyse de sensibilité qui porte sur l'incidence, en dollars, de petites variations de divers taux et prix du marché. Les montants présentés sont fondés sur les volumes d'instruments financiers existants au 31 mars 2013.

(en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices <sup>13</sup>	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
Taux de change et taux d'intérêt		
Variation de 0,01 \$ du taux de change \$ CA/\$ US	– \$	4 \$
Variation de 0,5 % des taux de la dette à court terme	3	–
Variation de 0,5 % du rendement des placements	–	38
Prix des marchandises		
Variation de 1 \$/million de BTU du prix du gaz naturel	8	13
Variation de 5 \$/MWh du prix de l'électricité	–	26

<sup>13</sup> Cette incidence n'est pas incluse dans les autres éléments du résultat étendu, car les instruments financiers ne sont ni des dérivés ni des instruments admissibles à la comptabilité de couverture.

### Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que le Groupe éprouve des difficultés à respecter ses obligations financières liées aux passifs financiers ou qu'il ne soit pas en mesure de respecter ces obligations.

Le Groupe prévoit ses besoins de financement de façon régulière afin d'être en mesure de planifier et de financer ses obligations financières lorsqu'elles arrivent à échéance. Le tableau suivant présente un sommaire des échéances contractuelles des passifs financiers du Groupe au 31 mars 2013 et pour les exercices futurs :

Passif financier	Valeur comptable	Flux de trésorerie contractuels	2014	2015	2016	2017 et par la suite
Dette à court terme	792 \$	792 \$	792 \$	–	–	–
Créditeurs et charges à payer	255	255	255	–	–	–
Intérêts courus	36	36	36	–	–	–
Passifs dérivés	2	2	1	1	–	–
Dette à long terme	3 922	3 962	192	39	443	3 288
Intérêt sur la dette à long terme	–	1 908	174	164	162	1 408
	5 007 \$	6 955 \$	1 450 \$	204 \$	605 \$	4 696 \$

Le Groupe a accès à un financement suffisant pour satisfaire à ses obligations financières.

## 28. Engagements, éventualités et garanties

Ci-après sont présentés des renseignements sur les engagements, les éventualités et les garanties en cours au sein d'Énergie NB.

### Quai de Belledune

Le Groupe a conclu un contrat de location-exploitation visant l'utilisation des installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui a pris fin en 2013, sera renouvelé le 1er avril 2013 pour une période de 10 ans, avec une option de renouvellement de 10 ans avec la même partie. Il comporte des charges annuelles d'environ 4 millions de dollars.



## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Centrale de Courtenay Bay

Ci-après sont présentés des renseignements sur les contrats conclus par le Groupe à l'égard de la centrale de Courtenay Bay, notamment les contrats visant les activités suivantes :

- la location d'installations;
- l'achat d'énergie et l'accès au transport d'énergie;
- le transport du gaz naturel.

#### Location d'installations

Le Groupe a conclu un bail visant la location d'installations qui arrivera à échéance en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans.

### Contrats d'achat d'énergie

Le Groupe a conclu d'autres contrats d'achat d'énergie avec des tiers, lesquels sont présentés dans le tableau suivant :

Durée initiale du contrat	Date d'échéance	Quantité d'énergie visée	Portée du contrat d'achat
20 ans	2024	90 MW	Toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction
30 ans	2027	38,5 MW	Une capacité et une énergie de 38,5 MW provenant d'une installation de coproduction
25 ans	2033	96 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
5 ans	2014	99 MW	90 % de l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2029	48 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2029	51 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
25 ans	2034	45 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
25 ans	2035	54 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2032	8,8 MW	Toute la capacité, l'énergie et les caractéristiques environnementales générées par les centrales

#### Entente de vente d'énergie et de cession de droits de transport

Le Groupe a conclu une entente de vente d'énergie et de cession de droits de transport. La prise minimale sera de 1 500 000 MWh pour chacune des cinq prochaines années. À la fin de la première année de l'entente, les parties pourront résilier l'entente en fournissant un avis écrit à l'autre partie au moins 60 jours d'avance.

#### Achat d'énergie et accès au transport d'énergie

Le Groupe a conclu un contrat d'achat d'énergie et d'accès au transport d'énergie connexe qui prendra fin en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers.

Le Groupe achètera toute l'énergie électrique produite par une unité au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, qui va du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, et, à l'occasion, achètera une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

#### Transport du gaz naturel

Le Groupe a conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale qui est partie au contrat de location mentionné précédemment.

#### Entente d'approvisionnement en combustible – Coleson Cove

##### Approvisionnement

Le Groupe a conclu un contrat de 10 ans échéant en 2020 et portant sur l'approvisionnement en mazout de la centrale de Coleson Cove.

##### Livraison

Le Groupe a conclu un contrat de 10 ans échéant en 2020 et portant sur la livraison de mazout au moyen d'un pipeline détenu par un tiers.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Entente d'approvisionnement en combustible – Belledune

Le Groupe a conclu un contrat de cinq ans échéant à la fin de 2016 et portant sur l'approvisionnement en charbon de la centrale de Belledune.

#### Livraison

La livraison du charbon restant s'effectuera comme suit :

- En 2013-2014, environ 320 000 tonnes à 116 \$ la tonne;
- En 2014-2015, environ 320 000 tonnes à 113 \$ la tonne;
- En 2015-2016, environ 320 000 tonnes seront livrées à un prix variable;
- En 2016-2017, environ 256 000 tonnes seront livrées à un prix variable.

### Contrat de gypse

Le Groupe a conclu un contrat de 21,5 ans échéant en 2026 et portant sur la livraison de gypse synthétique à un tiers. En cas d'insuffisance de la production, le Groupe devra payer au tiers la différence entre la quantité de gypse réellement fournie et la quantité minimale convenue aux termes du contrat.

#### Ligne de transport d'énergie

Afin d'assurer la viabilité financière du projet de la ligne de transport d'énergie internationale, la Corporation a signé des conventions d'engagement avec des fournisseurs d'électricité établis dans les Maritimes pour l'équivalent de réservations fermes de transport à long terme jusqu'à l'exercice 2032.

### Réservations concernant le transport d'énergie

Aux fins de la livraison d'électricité aux marchés à l'extérieur de la province, le Groupe a conclu des ententes de réservations à long terme concernant le transport d'énergie auprès de l'Exploitant du réseau.

### Contrats de services accessoires

Le groupe Énergie NB a conclu trois contrats de services accessoires avec l'Exploitant du réseau. L'obligation du Groupe est de fournir des services accessoires sur la durée d'utilisation des biens patrimoniaux (actifs de production d'énergie qui étaient déjà détenus avant la restructuration). Les services fournis portent sur :

- la puissance de réaction et le soutien de la tension;
- la commande automatique de la production;
- le fonctionnement en suivi de charge;
- la réserve de fonctionnement;
- la capacité de redémarrage à froid.

### Responsabilité environnementale

La centrale de Coleson Cove a été mise en service en 1976. L'étude de mise hors service de la centrale a permis de déceler des niveaux élevés de vanadium et de nickel dans l'eau et les sédiments de la rivière Shannon Brook, qui prend naissance sur le terrain de Coleson Cove et se jette dans l'estuaire Musquash. Énergie NB a retenu les services d'une entreprise pour mener des études sur la cause des niveaux élevés de nickel et de vanadium.

### Programme d'achat d'énergie renouvelable auprès d'importants clients industriels

Énergie NB achète de l'électricité de sources renouvelables, comme l'énergie de biomasse et l'énergie électrique au fil de l'eau, auprès d'importants clients industriels admissibles qui exploitent des installations de production d'électricité renouvelable situées au Nouveau-Brunswick.

Le programme est inclus dans le règlement relatif à la norme d'inclusion des énergies renouvelables de la *Loi sur l'électricité* et a commencé le 1er janvier 2012. Quatre contrats sont actuellement en place relativement au programme. Du 1er avril 2012 au 31 mars 2013, 428 GWh d'énergie renouvelable admissible ont été achetés dans le cadre de ce programme.

Le programme d'achat d'énergie renouvelable auprès d'importants clients industriels permet à Énergie NB d'acheter de l'énergie renouvelable produite par ses principaux clients à un taux fixe. Cette énergie renouvelable contribuera à l'atteinte des cibles établies par notre province en matière d'énergie renouvelable, à un prix inférieur ou égal au prix du marché actuel pour la plupart des types d'énergie renouvelable.

### Réduire et déplacer la demande (REDD)

Énergie NB a conclu un accord daté du 25 juillet 2012 découlant de l'initiative liée au réseau intelligent. L'accord-cadre de services techniques stipule que, dans la période initiale se terminant le 15 septembre 2017 (avec options de renouvellement par la suite), Énergie NB convient d'investir au moins 35 millions de dollars, sous réserve des droits de résiliation et des obligations de contrôle des coûts.

### Actions en justice

Le groupe Énergie NB peut, de temps à autre, être partie à diverses actions en justice, réclamations et litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, selon les estimations raisonnables du Groupe, ne devraient pas avoir d'incidence défavorable importante sur la situation financière du groupe Énergie NB.

## 29. Information sectorielle

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des unités qui composent le groupe Énergie NB et des éléments suivants :

- les cinq unités d'exploitation du Groupe;
- les contrats intersociétés importants;
- un aperçu des données financières de l'exercice considéré et de l'exercice précédent.

### Les cinq unités d'exploitation du Groupe

Le Groupe est structuré et exploité en vertu des cinq unités d'exploitation isolables suivantes :

Unité d'exploitation	Responsabilité
Production Énergie NB	Exploitation et entretien des centrales alimentées au mazout, au charbon et au diesel
Énergie nucléaire NB	Exploitation et entretien de la centrale de Point Lepreau
Transport Énergie NB	Exploitation et entretien du réseau de transport
Distribution Énergie NB	Exploitation et entretien du réseau de distribution Distribution Énergie NB est désignée comme fournisseur de services en vertu d'un contrat type pour la province du Nouveau-Brunswick et est tenue de fournir des services en vertu d'un contrat type à la clientèle résidentielle, commerciale, de commerce en gros et industrielle située partout dans la province.
Holding Énergie NB (non consolidé)	Fournir ce qui suit : <ul style="list-style-type: none"> <li>• une orientation, des directives et du soutien stratégiques aux autres unités d'exploitation à l'égard des communications, des finances, des ressources humaines, des questions juridiques et de gouvernance ainsi que de la gestion des risques;</li> <li>• des services partagés sur une base de recouvrement des coûts.</li> </ul>

### Contrats intersociétés importants

Le Groupe a conclu un certain nombre de contrats d'achat d'énergie intersociétés importants, lesquels sont présentés ci-après :

- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB;
- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove;
- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB.

#### Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB

Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB ont conclu le contrat d'achat d'énergie suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	Distribution Énergie NB achète 95 % de : <ul style="list-style-type: none"> <li>• la capacité de 705 MW après la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau;</li> <li>• l'électricité produite.</li> </ul>
Échéance	Le contrat arrivera à échéance dans 27 ans, soit la durée de vie prévue de la centrale. Distribution Énergie NB disposera d'options de renouvellement annuelles par la suite.

## NOTES COMPLÉMENTAIRES

Pour l'exercice clos le 31 mars 2013

### Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove

Distribution Énergie NB et Coleson Cove ont conclu le contrat de prise ferme de 25 ans suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	<p>Distribution Énergie NB achète la capacité et des services connexes afin de convertir le combustible en électricité. Ce contrat exige que la totalité de l'énergie produite à la centrale de Coleson Cove soit vendue à Distribution Énergie NB.</p> <p>En vertu du contrat d'achat d'énergie de Coleson Cove, Distribution Énergie NB paie un montant au titre de la capacité mensuelle fondée sur la capacité de la centrale (en \$/MW par mois) et un montant mensuel pour l'exploitation et l'entretien des usines ainsi qu'une charge en \$/MWh pour couvrir les coûts variables, excluant les coûts des combustibles, et paie un montant minimale incitatif pour l'exploitation de la centrale, en cas de besoin.</p> <p>Toute la capacité et l'énergie livrée en vertu du contrat d'achat d'énergie de Coleson Cove sont mises à la disposition de Production Énergie NB en vue d'être distribuées avec d'autres ressources de production de manière à réduire le coût global de la production et à répondre aux besoins à l'intérieur de la province.</p> <p>La facturation de Coleson Cove est transférée à Production Énergie NB. Production Énergie NB paie Distribution Énergie NB, qui à son tour paie Coleson Cove. Les charges liées à la capacité et à l'énergie visées par le contrat d'achat d'énergie de Production Énergie NB comprennent toutes les charges liées à la capacité de Coleson Cove, le montant mensuel pour l'exploitation et l'entretien et les charges variables liées à l'approvisionnement en énergie à l'intérieur de la province.</p>
Échéance	Ce contrat arrivera à échéance en mars 2030.

### Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB

Distribution Énergie NB et Production Énergie NB ont conclu le contrat d'achat d'énergie à long terme suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	<p>Production Énergie NB fournit de la capacité et de l'énergie à Distribution Énergie NB.</p> <p>Au 31 mars 2013, l'obligation visait une capacité de base de 2 358 MW et une capacité de pointe de 1 161 MW.</p> <p>En vertu du contrat d'achat d'énergie de Production Énergie NB, Distribution Énergie NB a accès à la capacité de toutes les ressources de production dont dispose Production Énergie NB, notamment les contrats d'achat d'énergie que Production Énergie NB a conclus avec des tiers.</p> <p>Les prix sont divisés en deux parties, soit un prix pour la capacité (en \$/MW) et un prix pour l'énergie (en \$/MWh). Le prix pour la capacité couvre les coûts en capital associés aux centrales, y compris Coleson Cove. Le prix s'applique à la capacité de base déterminée par Distribution Énergie NB pour répondre à ses besoins d'approvisionnement.</p>
Échéance	<p>Le contrat arrivera à échéance lorsque l'une ou l'autre des conditions suivantes aura été remplie :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• tous les biens patrimoniaux de Production Énergie NB, y compris les contrats d'achat d'énergie auprès d'un tiers, auront été mis hors service ou seront arrivés à échéance;</li><li>• Distribution Énergie NB aura réduit à néant sa capacité convenue aux termes du contrat.</li></ul>

**Aperçu des données financières – 2013**

	<b>Production Énergie NB</b>	<b>Énergie nucléaire NB</b>	<b>Transport Énergie NB</b>	<b>Distribution Énergie NB</b>	<b>Holding Énergie NB (non consolidé)</b>	<b>Éliminations</b>	<b>Total</b>
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	13 \$	– \$	– \$	1 273 \$	– \$	(4) \$	1 282 \$
À l'extérieur de la province	240	14	–	–	–	–	254
Intersociétés	739	218	–	6	–	(963)	–
Transport	6	1	87	–	–	–	94
Produits divers	4	1	5	57	–	–	67
Autres – intersociétés	3	–	18	3	86	(110)	–
<b>Total des produits</b>	<b>1 005</b>	<b>234</b>	<b>110</b>	<b>1 339</b>	<b>86</b>	<b>(1 077)</b>	<b>1 697</b>
Combustible et achats d'énergie	711	9	–	1 061	–	(962)	819
Transport	34	2	–	61	–	(8)	89
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	115	179	55	120	77	(100)	446
Amortissement et déclassement	71	63	15	32	3	–	184
Impôts	14	6	7	11	1	–	39
Frais de financement	62	14	9	15	7	(7)	100
Report réglementaire	–	–	–	(82)	–	–	(82)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	(1)	(2)	7	30	(1)	–	33
<b>Total des charges</b>	<b>1 006</b>	<b>271</b>	<b>93</b>	<b>1 248</b>	<b>87</b>	<b>(1 077)</b>	<b>1 628</b>
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(1) \$</b>	<b>(37) \$</b>	<b>17 \$</b>	<b>91 \$</b>	<b>(1) \$</b>	<b>– \$</b>	<b>69 \$</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>1 417 \$</b>	<b>2 664 \$</b>	<b>416 \$</b>	<b>1 929 \$</b>	<b>558 \$</b>	<b>(627) \$</b>	<b>6 337 \$</b>
<b>Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)</b>	<b>21 \$</b>	<b>190 \$</b>	<b>31 \$</b>	<b>51 \$</b>	<b>3 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>296 \$</b>

## Aperçu des données financières – 2012

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB (non consolidé)	Éliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	– \$	– \$	– \$	1 267 \$	– \$	(1) \$	1 266 \$
À l'extérieur de la province	215	10	–	–	–	–	225
Intersociétés	815	188	–	5	–	(1 008)	–
Transport	7	1	82	–	–	–	90
Produits divers	20	2	3	40	–	–	65
Autres – intersociétés	–	–	20	4	80	(104)	–
<b>Total des produits</b>	<b>1 057</b>	<b>201</b>	<b>105</b>	<b>1 316</b>	<b>80</b>	<b>(1 113)</b>	<b>1 646</b>
Combustible et achats d'énergie	674	–	–	1 071	–	(1 003)	742
Transport	36	2	–	58	–	(9)	87
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	102	163	49	120	71	(96)	409
Amortissement et déclassement	116	41	19	38	3	–	217
Impôts	14	6	8	11	1	–	40
Frais de financement	73	(11)	10	23	5	(5)	95
Report réglementaire	–	–	–	(175)	–	–	(175)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	8	–	5	45	–	–	58
<b>Total des charges</b>	<b>1 023</b>	<b>201</b>	<b>91</b>	<b>1 191</b>	<b>80</b>	<b>(1 113)</b>	<b>1 473</b>
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>34 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>14 \$</b>	<b>125 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>– \$</b>	<b>173 \$</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>1 479 \$</b>	<b>2 470 \$</b>	<b>402 \$</b>	<b>1 775 \$</b>	<b>469 \$</b>	<b>(589) \$</b>	<b>6 006 \$</b>
<b>Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)</b>	<b>12 \$</b>	<b>202 \$</b>	<b>19 \$</b>	<b>44 \$</b>	<b>2 \$</b>	<b>– \$</b>	<b>279 \$</b>

## 30. Évènement postérieur

En avril 2013, le Groupe a annoncé l'abandon graduel des allocations de retraite destinées aux employés non syndiqués. L'accumulation des années de service aux fins du calcul de l'allocation de retraite a cessé le 30 avril 2013. Ce changement entraîne la réduction et le règlement du régime d'allocations de retraite, ce qui engendrera une charge de 7 M\$ à l'exercice financier 2013-2014.

## État de production

(millions de kWh)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Hydroélectricité	2 585	3 582	3 132	3 221	3 172
Thermique	3 273	3 823	4 453	6 303	8 089
Nucléaire	1 598	-	-	-	-
Turbine à combustion	7	2	2	1	3
Achats	10 595	9 780	9 546	6 772	5 295
<b>Production brute et achats</b>	<b>18 058</b>	<b>17 187</b>	<b>17 133</b>	16 297	16 559
Entretien de centrale	515	355	414	491	535
<b>Production nette et achats</b>	<b>17 543</b>	<b>16 832</b>	<b>16 719</b>	15 806	16 024
Pertes - transformateur et transport	539	568	729	647	757
<b>Énergie totale disponible pour distribution</b>	<b>17 004</b>	<b>16 264</b>	<b>15 990</b>	15 159	15 267

## État des ventes

(millions de kWh)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Vente au détail	1 186	1 106	1 128	1 145	1 207
Industriel	4 382	4 364	4 321	4 164	4 362
Service général	2 310	2 334	2 294	2 304	2 372
Résidentiel	4 932	4 983	4 840	4 857	5 036
Réverbères	75	75	75	75	75
<b>Ventes totales en province</b>	<b>12 885</b>	<b>12 862</b>	<b>12 658</b>	<b>12 545</b>	<b>13 052</b>
Interconnexions	3 725	3 132	2 994	2 326	1 891
<b>Ventes totales</b>	<b>16 610</b>	<b>15 994</b>	<b>15 652</b>	<b>14 871</b>	<b>14 943</b>
Pertes de distribution	394	270	338	288	324
<b>Énergie totale distribuée et vendue</b>	<b>17 004</b>	<b>16 264</b>	<b>15 990</b>	<b>15 159</b>	<b>15 267</b>

## État des revenus

(en millions de \$)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Revenus au détail	103 \$	96 \$	97 \$	96 \$	98 \$
Industriel	321	306	311	294	307
Service général	257	271	264	254	250
Résidentiel	564	569	551	540	539
Luminaires de rues et déséquilibre d'énergie	37	24	23	23	25
<b>Ventes d'énergie totales en province</b>	<b>1 282</b>	<b>1 266</b>	<b>1 246</b>	1 207	1 219
Interconnexions	254	225	250	229	217
<b>Ventes d'énergie</b>	<b>1 536</b>	<b>1 491</b>	<b>1 496</b>	1 436	1 436
Gain (perte) sur la majoration au marché des comptes à recevoir à long terme	-	-	(22)	49	(145)
Divers	67	65	51	59	73
Revenus de transport	94	90	91	91	89
<b>Revenus totaux</b>	<b>1 697 \$</b>	<b>1 646 \$</b>	<b>1 616 \$</b>	1 635 \$	1 453 \$

## État de production dans la province

(millions de kWh)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Hydroélectricité	2 550	3 324	3 066	3 205	3 149
Charbon et coke de pétrole	2 326	2 683	2 672	2 952	3 515
Mazout lourd	224	288	875	1 851	3 201
Nucléaire	1 312	-	-	-	-
Achats	7 456	7 357	7 085	5 473	4 272
Production et achats nets	13 868	13 652	13 698	13 481	14 137
Pertes - transformateur et transport	539	568	729	647	757
<b>Énergie totale disponible pour distribution</b>	<b>13 329</b>	<b>13 084</b>	<b>12 969</b>	12 834	13 380

## Statistiques d'exploitation

	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Lignes de transport - km	6 849	6 849	6 848	6 841	6 829
Lignes de distribution - km	20 815	20 786	20 602	20 595	20 397
Clients résidentiels	318 834	319 102	316 104	312 779	309 623
Clients industriels <sup>1</sup>	1 840	1 860	1 875	1 898	1 904
Clients de service général	25 400	25 512	25 330	25 113	24 984
Clients sans compteur	2 717	2 736	2 616	2 632	2 486
Clients directs	348 791	349 210	345 925	342 422	338 997
Clients indirects <sup>1</sup>	45 794	41 981	42 010	41 861	41 685
<b>Clients totaux</b>	<b>394 585</b>	<b>391 191</b>	<b>387 935</b>	384 283	380 682
Postes - réguliers	2 276	2 283	2 343	2 509	2 477
Postes - temporaires	77	104	117	164	198
Postes - Mine Reclamation Inc. <sup>1</sup>	8	9	15	15	54
<b>Total positions</b>	<b>2 361</b>	<b>2 396</b>	<b>2 475</b>	<b>2 688</b>	<b>2 729</b>

<sup>1</sup> Certains chiffres comparatifs ont été reclassés pour se conformer à la présentation de l'année courante.



## Sommaire de l'état des revenus

(en millions de \$)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Ventes d'électricité dans la province	1 282 \$	1 266 \$	1 246 \$	1 207 \$	1 219 \$
Ventes d'électricité à l'extérieur de la province	254	225	250	229	217
Revenus divers	67	65	51	59	73
Gain (perte) sur l'évaluation à la valeur du marché de créance à long terme	-	-	(22)	49	(145)
Revenus de transport	94	90	91	91	89
Total de carburant et énergie achetée	819	742	874	887	869
Dépenses de transport	89	87	90	86	82
Exploitation, entretien et administration	446	409	416	447	415
Report légal	(82)	(175)	(216)	(147)	(386)
Amortissement et déclassement	184	217	199	199	186
Taxes, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	39	40	40	40	43
Frais de financement	100	95	114	132	140
Baisse de valeur de l'actif à long terme	-	-	-	161	-
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	33	5832	(53)34		
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>69 \$</b>	<b>173 \$</b>	<b>67 \$</b>	<b>(117) \$</b>	<b>70 \$</b>

## Sommaire du bilan au 31 mars

(en millions de \$)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
<b>Actif</b>					
Actif à court terme	536 \$	503 \$	542 \$	613 \$	736 \$
Immobilisations corporelles <sup>2</sup>	4 069	3 909	3 773	3 703	3 585
Immobilisations <sup>2</sup>	1 691	1 530	1 242	947	758
Autres éléments d'actif	41	64	75	116	111
<b>Actif total</b>	<b>6 337 \$</b>	<b>6 006 \$</b>	<b>5 632 \$</b>	<b>5 379 \$</b>	<b>5 190 \$</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>					
Passif à court terme	1 276 \$	1 405 \$	1 297 \$	1 154 \$	1 377 \$
Dette à long terme	3 730	3 469	3 417	3 481	3 051
Dettes différées	727	678	612	570	457
Capitaux propres	604	454	306	174	305
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>6 337 \$</b>	<b>6 006 \$</b>	<b>5 632 \$</b>	<b>5 379 \$</b>	<b>5 190 \$</b>

<sup>2</sup> Certains chiffres comparatifs ont été reclassés pour se conformer à la présentation de l'année courante

## Sommaire du flux de trésorerie

(en millions de \$)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Flux de trésorerie de l'exploitation	263 \$	388 \$	293 \$	245 \$	273 \$
Évolution du fonds de roulement	28	53	(36)	(65)	(60)
Paiements et gais du fonds de fiducie nucléaire	(23)	(22)	(22)	(21)	(35)
Reports réglementés excluant les ajustements de l'évaluation à la valeur du marché	(129)	(215)	(224)	(230)	(255)
Autres	(18)	(13)	(10)	(7)	(2)
Activités d'exploitation	121	191	1	(78)	(79)
Activités d'investissement	(294)	(264)	(183)	(250)	(381)
Activités de financement	168	67	188	326	466
<b>Rentrées (sorties) nettes d'encaisse</b>	(5)	(6)	6	(2)	6
Encaisse et placements à court terme					
<b>Début de l'année</b>	4	10	4	6	0
<b>Fin de l'année</b>	(1) \$	4 \$	10 \$	4 \$	6 \$

## Frais financiers

(en millions de \$)	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Dépenses d'intérêt	191 \$	201 \$	202 \$	197 \$	193 \$
Revenus des fonds d'amortissement, fonds en fiducie et autres	(23)	(22)	(21)	(22)	(21)
Honoraires de gestion du portefeuille de dette	29	29	28	26	22
Amortissement des coûts reportés de la dette	-	-	1	3	2
(gain) perte sur le change sur les devises étrangères	2	-	1	4	(11)
Intérêt reporté <sup>10</sup>	(47)	(40)	(30)	(18)	(4)
Intérêt capitalisé <sup>10</sup>	(52)	(73)	(67)	(58)	(41)
<b>Frais financiers nets</b>	<b>100 \$</b>	<b>95 \$</b>	<b>114 \$</b>	<b>132 \$</b>	<b>140 \$</b>

## Ratios financiers

	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Marge d'exploitation <sup>3</sup>	10.2%	18.0%	11.4%	-3.9%	15.3%
Flux de trésorerie de l'exploitation / dépenses de capital <sup>4</sup>	0.89	1.39	1.23	0.69	0.62
Flux de trésorerie de l'exploitation / dette totale	0.06	0.09	0.07	0.06	0.07
Dette / capital <sup>5</sup>	90%	91%	94%	96%	93%
Ratio de couverture de l'intérêt <sup>6</sup>	1.03	1.59	1.02	(0.21)	1.26

## Autres statistiques

	2012-13	2011-12	2010-11	2009-10	2008-09
Augmentation de tarif	0.0%	0.0%	3.0%	3.0%	3.0%
IPC (Nouveau-Brunswick)	1.7%	3.5%	2.1%	0.3%	1.7%
Augmentation du PIB (Nouveau-Brunswick) <sup>7</sup>	0.7%	1.2%	3.1%	-0.4%	-0.2%
Dépenses en capital (en millions) <sup>8,10</sup>	296 \$	279 \$	238 \$	356 \$	438 \$
Changement de la dette totale (en millions)	181 \$	83 \$	197 \$	339 \$	479 \$
Pourcentage de ventilation de la dette à long terme					
Dollars canadiens	100%	100%	100%	100%	100%
Dollars US <sup>9</sup>	0%	0%	0%	0%	0%
Moyenne pondérée du taux d'intérêt sur les coupons	4.4%	4.7%	5.2%	5.2%	5.5%
Dollar canadien - 31 mars <sup>10</sup>	1.016 \$	1.009 \$	1.029 \$	0.985 \$	0.794 \$

<sup>3</sup> Marges d'exploitation = (revenu net avant les frais de financement - frais de gestion du portefeuille de dette) / revenu total

<sup>4</sup> Les dépenses en capital sont nettes des contributions des clients

<sup>5</sup> Ratio d'endettement = (dette) / (dette + capitaux propres), où dette = (dette à long terme + dette à court terme)

<sup>6</sup> Ratio de couverture des intérêts = [revenu net avant les frais de financement + (revenu du fonds d'amortissement, fonds de fiducie et autres investissements - frais de gestion du portefeuille de dette)] / (dépense d'intérêt)

<sup>7</sup> Dans ses documents de budget 2012-13, le gouvernement provincial a réitéré ses taux de croissance du PIB pour les années passées

<sup>8</sup> Les dépenses en capital sont nettes des contributions des clients

<sup>9</sup> Toute la dette en devises américaines a été transférée à la Société des finances d'électricité du Nouveau-Brunswick le 1er octobre 2004

<sup>10</sup> Certains chiffres comparatifs ont été reclassés pour se conformer à la présentation de cette année



Capacité de production Thermique	
Coleson Cove	972 MW
Belledune	467 MW
<b>Total - Thermique</b>	<b>1 439 MW</b>

Capacité de production Hydroélectrique	
Mactaquac	668 MW
Beechwood	112 MW
Grand-Sault	66 MW
Tobique	20 MW
Nepisiguit Falls	11 MW
Sisson	9 MW
Milltown	3 MW
<b>Total - Hydroélectrique</b>	<b>889 MW</b>

Capacité de production nucléaire	
Point Lepreau	660 MW

Capacité de production Turbines à combustion	
Millbank	397 MW
Ste.-Rose	99 MW
Grand Manan	29 MW
<b>Total - Turbines à combustion</b>	<b>525 MW</b>

Total - Capacité de production	
Thermique	1 439 MW
Hydro	889 MW
Nucléaire	660 MW
Combustion Turbine	525 MW
<b>Total - Capacité de production</b>	<b>3 513 MW</b>

Contrats d'achat d'énergie (CAE)	
Éolien	294 MW

Autres contrats d'achat d'énergie (CAE)	
Bayside (Gaz naturel)	285 MW
Grandview (Gaz naturel)	90 MW
Twin Rivers (Biomasse)	39 MW
St George (Hydro)	15 MW
Edmundston Hydro	7 MW
Autres renouvelables	1 MW
<b>Total</b>	<b>437 MW</b>

Nombre de lignes	
Lignes de distribution	20 815 km
Lignes de transport	6 849 km

Capacité d'exportation et d'importation	
Capacité d'exportation	2 270 MW
Capacité d'importation	1 775 MW

Nombre de clients	
Nombre de clients directs	348 791
Nombre de clients indirects	45 794
<b>Total - clients</b>	<b>394 585</b>



Énergie Nouveau-Brunswick  
Siège social  
515, rue King, C.P. 2000  
Fredericton (Nouveau-Brunswick)  
E3B 4X1

Tél. : 506-458-4444  
C. élec. : [corporaterelations@nbpower.com](mailto:corporaterelations@nbpower.com)  
Site Web : [nbpower.com](http://nbpower.com)



**Énergie NB Power**