



Rapport annuel

2013-2014



Énergie NB Power

Mission

Servir fièrement nos clients

Vision

Électricité durable

Valeurs

Sécurité, qualité et innovation

Table des matières

4

Comment nous
approvisionnons le
Nouveau-Brunswick
en énergie

5

Lettre de
présentation au
ministre

6

Message du
président

7

Message du président-
directeur général

8

Gouvernance
générale

10

Faits saillants de
l'année

14

Compte rendu des
résultats

23

Rapport de gestion

42

États financiers

Comment nous approvisionnons le Nouveau-Brunswick en énergie

Énergie NB a su développer un des parcs de production d'énergie parmi les plus diversifiés en Amérique du Nord pour répondre aux besoins uniques en alimentation de la population du Nouveau-Brunswick, en raison des grandes fluctuations de température journalières et saisonnières. En tant que province où les besoins en électricité sont généralement plus grands en hiver, nous voyons de grandes fluctuations dans la consommation d'énergie entre l'été et l'hiver. Durant un jour d'été moyen, la charge maximale du réseau afin de répondre à la demande peut être jusqu'à 1 500 MW, par contre, un jour moyen très froid en janvier peut augmenter la charge à près de 3 000 MW. Cette énorme demande nous oblige d'avoir des réserves d'énergie à disposition pour assurer que la population du Nouveau-Brunswick reçoit le courant qu'elle a besoin, lorsqu'elle l'a besoin.

Notre capacité totale de production d'énergie est de 3 513 MW ainsi qu'une capacité supplémentaire de 294 MW d'énergie éolienne et 437 MW de capacité fournis par des tiers à travers des ententes d'achat d'énergie. De plus, Énergie NB importe de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre et du Québec lorsque les marchés de l'électricité sont favorables.

La plupart du temps, les commerces et les établissements du Nouveau-Brunswick sont alimentés d'une combinaison de sources de production comme l'énergie nucléaire (centrale de Point Lepreau), l'énergie thermique (centrale de Belledune), l'énergie hydroélectrique (sept barrages hydroélectriques), l'énergie éolienne (trois parc éoliens), le gaz naturel (d'après les ententes d'achat d'énergie avec Bayside et Grandview), la biomasse (d'après les ententes d'achat d'énergie avec Twin Rivers) et les importations en provenance de la Nouvelle Angleterre et du Québec. Alors que la température devient plus froide, une capacité supplémentaire de notre centrale à Coleson Cove, alimentée au mazout, est susceptible d'être ajoutée au réseau.

Énergie NB cherche de nouvelles façons d'intégrer des sources d'énergie renouvelable au réseau existant, comme l'exige le gouvernement provincial, afin que d'ici 2020, 40 pour cent de l'énergie produite dans la province provienne de sources d'énergie renouvelable. Aujourd'hui, les sources renouvelables comme l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et la biomasse comptent pour environ 30 pour cent de notre énergie.

Dans la dernière année, Énergie NB a continué à faire des progrès avec notre partenaire Siemens Canada sur la construction d'un réseau intelligent intégré au Nouveau-Brunswick. Cette stratégie novatrice de superposer le réseau de communication au réseau électrique aidera Énergie NB à mieux optimiser nos actifs, mieux intégrer l'énergie renouvelable, et offrir à nos clients plus de choix, de commodité et de contrôle de leur consommation et maintenir les tarifs bas et stables.



Capacité de production Thermique	
Coleson Cove	972 MW
Belledune	467 MW
Total - Thermique	1 439 MW

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
Total - Hydroélectrique	889 MW

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
Total - Turbines à combustion	525 MW

Total - Capacité de production	
Thermique	1,439 MW
Hydro	889 MW
Nucléaire	660 MW
Combustion Turbine	525 MW
Total - Capacité de production	3 513 MW

Ententes d'achat d'énergie (EAE)	
Éolien	294 MW

Autres contrats d'achat d'énergie (CAE)	
Bay Side (Gaz naturel)	285 MW
Grand View (Gaz naturel)	90 MW
Twin Rivers (Biomasse)	39 MW
St George (Hydro)	15 MW
Énergie Edmundston	7 MW
Autres renouvelables	1 MW
Total	437 MW

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	351 238
Nombre de clients indirects	46 264
Total - clients	397 502

Juillet 2014

Destinataire :
L'honorable Craig Leonard
Ministre de l'Énergie et des Mines
Gouvernement du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)
E3B 5H1

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick pour l'exercice financier terminé le 31 mars 2014, conformément à l'article 42 de la *Loi sur l'électricité*.

Le président du conseil d'administration,

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Ed Barrett', enclosed within a hand-drawn oval.

Ed Barrett

Message du président

Au nom de tous les employés d'Énergie NB, nous souhaitons remercier la population du Nouveau-Brunswick de nous faire continuellement confiance dans la réalisation de nos travaux en vue d'atteindre notre objectif de devenir l'une des meilleures entités de services publics en Amérique du Nord.

Au cours de la dernière année, nous avons suivi de façon délibérée la voie tracée par notre plan stratégique en vue d'assurer la fiabilité de notre service, une gestion financière prudente et un investissement stratégique dans les secteurs qui contribueront à améliorer le service à notre clientèle et qui permettront à Énergie NB de mener le Nouveau-Brunswick vers les sources d'énergie de l'avenir.

En vertu de la nouvelle version de la *Loi sur l'électricité*, qui est entrée en vigueur en octobre 2013, l'ancien groupe d'entreprises d'Énergie NB a été réuni au sein d'une seule entité d'Énergie NB, assujettie à une surveillance réglementaire de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP). Cette nouvelle approche nous permet d'être plus efficaces en matière de dépenses, et de faire preuve d'une plus grande transparence et de plus de responsabilité dans notre processus de prise de décision, nous permettant ainsi de nous concentrer davantage à mieux servir notre clientèle.

En outre, au cours de la dernière année, nous avons mis en œuvre un nouveau processus indépendant de sélection des membres du conseil d'administration d'Énergie NB. Grâce à ce processus par concours, nous pouvons embaucher une société indépendante spécialisée pour recruter les membres du conseil en fonction de leurs compétences et de leur expérience. Il est ainsi possible de former un groupe de professionnels de calibre mondial qui nous guidera dans nos activités futures.

Nos mesures commencent à porter des fruits. Nous sommes heureux d'annoncer qu'Énergie NB présente des résultats financiers positifs pour la quatrième année consécutive, avec des bénéfices nets de 55 millions de dollars pour l'année terminée le 31 mars 2014.

Toujours dans la dernière année, nous avons réussi à réduire notre dette nette de 44 millions de dollars. Cela a été possible en raison d'une augmentation significative des flux de trésorerie disponibles, résultant d'une réduction des besoins de dépenses en capital de l'année courante et d'une réduction d'année en année de la nécessité de coûts d'énergie de remplacement depuis



Ed Barrett,
Le président du
conseil d'administration
d'Énergie NB

le retour au service de la centrale de Point Lepreau et de son rendement exceptionnelle au cours de l'hiver le plus froid depuis 30 ans. Cette réduction nous a rapproché de l'objectif de la stratégie décennale d'alléger la dette d'un milliard de dollars d'ici 2021.

Notre engagement envers nos clients était évident lors de la tempête de verglas de décembre 2013. Les employés d'Énergie NB ont travaillé de longues heures loin de leurs familles pendant la période des Fêtes pour rétablir le courant à des dizaines de milliers de gens du Nouveau-Brunswick dans des conditions météorologiques extrêmes. Nos équipes, soutenues par des centaines d'employés dans les coulisses, ont démontré que les besoins de nos clients étaient une priorité absolue en rétablissant le courant en toute sécurité et aussi rapidement que possible.

Nous sommes fiers de ces résultats financiers et d'exploitation dans la première année complète de l'amortissement des coûts depuis la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Nous sommes résolu à tirer parti de la confiance que nous accorde la population du Nouveau-Brunswick au cours de la dernière année, de même que celle de nos actionnaires et du gouvernement du Nouveau-Brunswick, en misant sur un gain accru d'efficacité et des économies de coûts, tout en maintenant des normes élevées de fiabilité, de sécurité et de qualité du service dont nous nous attendons tous de la part d'Énergie NB.

Message du président-directeur général

Grâce aux efforts de notre personnel, Énergie NB a connu des résultats financiers positifs pour la quatrième année consécutive avec un bénéfice net vérifié de 55 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 mars 2014.

Ces résultats ont été stimulés par l'augmentation des ventes d'énergie à l'exportation et un rendement constant à la centrale de Point Lepreau au cours des trois derniers trimestres de l'année. Ce fut la première année complète d'exploitation de la centrale de Point Lepreau depuis sa remise à neuf et je suis très fier que la centrale a fonctionné à près de 100 pour cent de son facteur de capacité net pour 19 semaines consécutives pendant la saison de chauffage (novembre à avril). Ce fut une période cruciale pour la Société alors que les prix du marché de l'énergie en Nouvelle-Angleterre étaient souvent à des niveaux record et la centrale de Point Lepreau a connu des résultats exceptionnels. Cette fiabilité et ce rendement au cours de l'hiver le plus froid en 30 ans, représentent les principales raisons de la remise à neuf et de nos attentes pour la centrale de Point Lepreau au courant des 25 à 30 prochaines années.

Nous savons que la population du Nouveau-Brunswick s'attend à ce que leur fournisseur d'électricité soit parmi les meilleurs à l'échelle mondiale. Nous relevons ce défi en améliorant le rendement de nos centrales; en intégrant davantage d'énergie renouvelable sur notre réseau électrique; en aidant nos clients à acquérir plus de contrôle sur leur consommation énergétique et en améliorant la façon dont nous informons les gens sur l'ensemble de la Société.

Nous créons des possibilités au sein de la Société et nous collaborons avec des partenaires clés de l'Université du Nouveau-Brunswick afin de mieux comprendre l'effet de nos activités sur l'environnement, et comment nous pouvons mieux le protéger. Grâce à un financement de recherche d'Énergie NB, le Canadian Rivers Institute (CRI) mène la plus importante étude sur l'écosystème du fleuve Saint-Jean pour que de bonnes données scientifiques soient au cœur de nos décisions sur l'avenir de la centrale de Mactaquac. Par l'entremise de notre partenariat avec PowerShift Atlantic, l'ingénieur en informatique, le Dr Chan Luichen, nous aide à mieux utiliser l'énergie éolienne sur notre réseau électrique.



Gaëtan Thomas,
Le président-directeur
général d'Énergie NB

Toujours dans la dernière année, nous avons continué à travailler de manière plus efficace, par la rationalisation de nos activités et l'amélioration de notre productivité à l'aide des étapes suivantes:

- élimination des dépenses administratives et d'exploitation non essentielles,
- adoption des méthodologies de Lean Six Sigma pour l'amélioration des processus,
- identification et poursuite d'économies de coûts
- mise en œuvre de changements tout en maintenant d'excellentes relations de sécurité et de travail à travers notre Société.

Ces efforts pour l'amélioration des processus et de l'efficacité se poursuivront alors que nous poursuivons notre engagement envers le gouvernement et nos clients de réduire notre dette et d'être des gestionnaires responsables sur les questions financières et environnementales.

Nous allons maintenir notre engagement de fournir le service fiable dont nos clients s'attendent tout en poursuivant nos plans de réduire la consommation énergétique et de déplacer la demande énergétique de pointe. Trouver des moyens de réduire et déplacer la demande énergétique va assurer la stabilité des tarifs à l'avenir, un réseau électrique plus fiable et plus écologique pour la population du Nouveau-Brunswick et offrira à nos clients le choix, la commodité et le contrôle de leur consommation énergétique à l'avenir.

Gouvernance générale

Conformément à la *Loi sur l'électricité* entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2013, le groupe d'entreprises d'Énergie NB, à l'exception de la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick, est devenu un organisme de la Couronne unique et intégré de services publics, qui est responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité partout au Nouveau-Brunswick.



Président-directeur
général

Gaëtan Thomas

Production et
Développement
des affaires

Vice-président
Keith Cronkhite



Services
d'entreprise et chef
des finances

Vice-président
Darren Murphy



Service à la
clientèle et
distribution

Vice-présidente
Sherry Thomson



Transport et
exploitant de
réseau

Directeur général
Alden Briggs

Nucléaire

Vice-président du
chantier et chef
de l'Exploitation
nucléaire
Sean Granville



Services juridiques
et Secrétaire
d'entreprise

Wanda Harrison

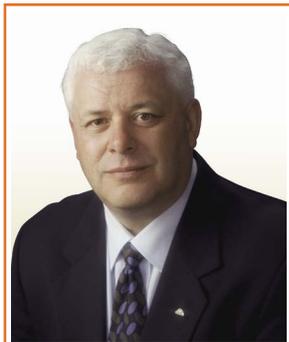


Commercialisation
et Communications

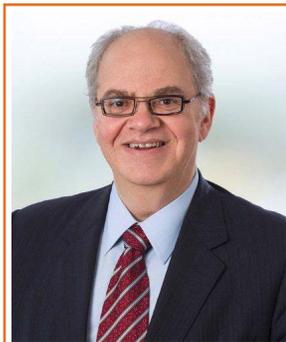
Brent Staeben

Conseil d'administration

Entrée en vigueur le 31 mars 2014



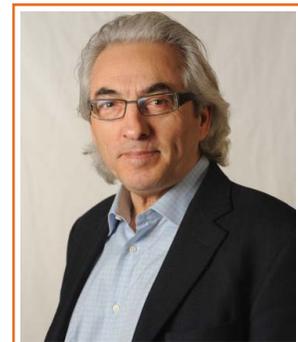
Ed Barrett



Paul Beesley



Norm Betts



Phil Fontaine



John Mallory



Lise Ouellette



Robert Youden



Gaëtan Thomas

Le conseil d'administration est responsable de la gestion des activités commerciales et des affaires internes de la Société, conformément à la politique gouvernementale. Le président-directeur général rend compte au conseil d'administration et, sous ses directives, il est responsable de la direction générale, de la surveillance et du contrôle des activités commerciales de la Société.

En 2013, Énergie NB a mis en place un nouveau processus indépendant pour trouver des personnes qui pourraient siéger au conseil d'administration. Le processus prévoit l'embauche d'une firme tierce spécialisée dans le recrutement d'administrateurs au moyen de concours. La Société pourra ainsi former un conseil d'administration composé de membres dotés d'expérience et de compétences variées afin de seconder la direction dans la gouvernance et l'orientation stratégique de la Société. Le lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick est responsable de l'approbation des nouveaux membres du conseil d'administration.

Au besoin, le conseil établit des comités pertinents pour l'aider dans l'exercice de ses fonctions. Au cours de l'exercice financier 2013-2014, Énergie NB était appuyée par les comités suivants :

- Comité de vérification
- Comité d'environnement, de santé et de sécurité
- Comité de planification stratégique et d'investissement
- Comité des ressources humaines, de la gouvernance et des candidatures
- Comité de surveillance de l'exploitation nucléaire



Faits saillants de l'année

La centrale de Point Lepreau peut alimenter plus de 333 000 foyers à chaque année

Rendement soutenu de la centrale de Point Lepreau

L'année dernière constituait la première année complète d'exploitation de la centrale de Point Lepreau à la suite des travaux de remise à neuf qui ont pris fin en novembre 2012.

D'une capacité de 660 mégawatts et située à l'extrémité sud-ouest du Nouveau-Brunswick, la centrale nucléaire contribue à répondre aux besoins énergétiques de base du réseau de la province et devrait produire assez d'électricité pour approvisionner plus de 333 000 foyers par an au cours des 25 à 30 prochaines années. La centrale emploie environ 800 personnes qui occupent divers emplois et métiers hautement spécialisés. Elle constitue la seule installation de production d'énergie nucléaire d'Énergie NB.

La centrale de Point Lepreau jouera un rôle clé dans le cadre de l'objectif visant à produire 75 pour cent de la demande d'électricité du Nouveau-Brunswick au moyen de sources d'énergie renouvelable et sans émission d'ici 2020, comme énoncé dans la norme du portefeuille renouvelable du Nouveau-Brunswick, le *Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick*.

Après un arrêt pour de l'entretien qui s'est conclu avec succès en octobre 2013 et durant lequel des réparations nécessaires ont été apportées à l'une des quatre vannes de vapeur de la centrale, la centrale de Point Lepreau a fonctionné de façon sécuritaire et constante à une capacité de 93 à 100 pour cent pendant le reste de l'exercice financier. Avant cet arrêt de service, la centrale de Point Lepreau fonctionnait à 93 pour cent de sa capacité en raison des limites imposées par la direction de la centrale, qui limitaient l'exploitation de la centrale à une configuration à trois vannes.

Entre novembre 2013 et avril 2014, la centrale a fonctionné durant 19 semaines consécutives à pleine puissance ou presque, fournissant avec constance une électricité à faible émission au réseau d'électricité de la province alors que cette dernière connaissait des records de basses températures et des tempêtes hivernales intenses.

Le 19 janvier et le 2 février 2014, un camion-remorque spécialisé a transporté deux rotors, pesant respectivement 130 tonnes, sur la route 1 et sur la route 790, entre le port de Saint John Ouest et la centrale de Point Lepreau, afin de remplacer deux des trois rotors actuels. Les déplacements ont duré six heures et ont été effectués en toute sécurité et sans incident avec la collaboration des forces policières et des agents de la circulation routière provinciale. Les rotors seront installés ultérieurement pendant un arrêt de service prévu aux fins d'entretien.



Allons-y électrique

Projet de démonstration de véhicules électriques

Le 5 juin 2013, Énergie NB a dévoilé son projet de démonstration de véhicules électriques pour la province dans le cadre de sa stratégie de dix ans du réseau intelligent. Le projet évaluera la pertinence des véhicules électriques et de la technologie des bornes de recharge en fonction de la géographie, du climat et du réseau de télécommunications actuels du Nouveau-Brunswick. Le projet pourrait accélérer la croissance du marché des véhicules électriques dans la province en fournissant aux acheteurs potentiels de véhicules électriques de l'information exacte sur la technologie, les produits et les services. Le projet de démonstration de véhicules électriques, *Allons-y électrique!*, présente trois volets principaux :

1. Évaluation de la technologie et des programmes de véhicules électriques
2. Mobilisation et sensibilisation de la population du Nouveau-Brunswick
3. Service d'examen du parc automobile

Énergie NB prêche par l'exemple : la Société a intégré cinq véhicules électriques à son parc automobile et installé des bornes de recharge à Fredericton, à Moncton et à Bouctouche qui sont accessibles aux conducteurs. Les villes de Fredericton et de Moncton se sont aussi associées au projet de démonstration de véhicules électriques d'Énergie NB et prévoient l'installation de bornes de recharge accessibles et gratuites pour les propriétaires de véhicules électriques.

Allons-y électrique! et Siemens prennent la route

Énergie NB a présenté son projet de démonstration de véhicules électriques, *Allons-y électrique!*, ainsi que Siemens, son partenaire pour un réseau intelligent, lors de divers grands événements culturels tenus au Nouveau-Brunswick au cours de l'été 2013.

En juillet, le projet *Allons-y électrique!* a été présenté à l'exposition de voitures anciennes Atlantic Nationals à Moncton. L'événement de quatre jours mettait en vedette les meilleurs modèles de voitures sportives, anciennes et modifiées du Canada atlantique.

En août, le projet *Allons-y électrique!* d'Énergie NB a aussi été présenté au Festival acadien à Caraquet. Il s'agit d'un événement artistique et culturel de deux semaines où se réunissent des milliers d'Acadiens pour célébrer leur patrimoine et la vitalité de leur culture.

Du 12 au 14 septembre, le personnel d'Énergie NB a tenu un kiosque de rue au festival Harvest Jazz and Blues au centre-ville de Fredericton, avec le soutien de Siemens, notre partenaire pour un réseau intelligent, et de l'organisme Plug'n'Drive, qui a offert des essais routiers de véhicules électriques, ce qui fut un grand succès.

Le personnel d'Énergie NB, y compris le président-directeur général, Gaëtan Thomas, a invité les festivaliers à en apprendre davantage sur les efforts des services publics en vue de préserver l'énergie et d'offrir un nombre croissant de services novateurs à la clientèle, par l'intermédiaire de notre Programme de remplacement des réverbères DEL et de la construction du réseau intelligent du Nouveau-Brunswick.



Les partenaires de recherche pour le projet Mactaquac

Solutions envisagées pour l'avenir de la centrale de Mactaquac

Cette année, Énergie NB a formé deux partenariats en vue de faciliter le processus décisionnel pour l'avenir de la centrale de Mactaquac. En raison de problèmes attribuables à l'expansion du béton dans certaines structures de la centrale, la fin de vie utile de l'établissement est prévue d'ici 2030. Énergie NB a retenu trois solutions possibles pour l'avenir de la centrale :

1. Reconstruction de la centrale, soit une nouvelle génératrice et un déversoir
2. Conservation du barrage et du déversoir seulement
3. Restauration du fleuve à son état naturel

Dans le cadre de son processus décisionnel, la Société a annoncé en octobre des plans d'investissement de 2,3 millions de dollars dans un projet de recherche de trois ans en collaboration avec le Canadian Rivers Institute (CRI) en vue d'évaluer les principaux défis environnementaux liés aux solutions possibles, qui sont l'équilibre écologique du fleuve, la circulation des poissons et la gestion du débit.

De plus, Énergie NB s'est associée à des partenaires afin de favoriser la participation des Premières Nations à son projet. La firme Dillon Consulting, établie au Nouveau-Brunswick, et la société de développement économique de la Première Nation de Kingsclear veilleront à ce que les Premières Nations soient entendues dans un contexte culturel approprié et que les membres de la collectivité aient accès à des occasions d'emploi et d'apprentissage, tout en offrant leur apport précieux au projet.

Double économie – Notre Programme d'efficacité énergétique

En novembre, Énergie NB s'est engagée à collaborer avec ses clients en vue de les aider à réaliser des économies d'argent et d'énergie sur leur facture d'électricité. Elle a ainsi offert des remises d'argent par la poste sur divers produits économes en énergie, pour une valeur d'environ 95 000 \$. Tous les biens visés par ce programme peuvent générer des économies d'énergie pour les clients, de l'ordre de 25 à 260 kWh par année.

Efficacité Nouveau-Brunswick a offert le programme *Double économie* au nom d'Énergie NB pendant le mois de novembre, puis de nouveau en février et en mars. Cette initiative s'inscrit étroitement dans le mandat provincial d'investissement dans des programmes assurant l'efficacité, comme énoncé dans le *Plan directeur de l'énergie*. D'autres programmes de remises seront offerts au cours des trois prochaines années.

Parlons énergie

À la fin de février, Énergie NB a organisé des séances d'information dans plusieurs municipalités du Nouveau-Brunswick afin d'aider les clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'énergie. Ces séances étaient offertes dans le cadre de la *Semaine parlons énergie*, une campagne nationale de sensibilisation menée par la Société des musées de sciences et technologies du Canada. Dans le cadre de ces séances d'information, les experts d'Énergie NB ont analysé avec les participants les différentes parties de leur facture d'électricité et leur ont démontré l'influence de différents appareils et de différentes conditions météorologiques sur leur consommation. Le programme *Double économie* et la *Semaine parlons énergie* sont des initiatives clés de la stratégie à long terme d'Énergie NB visant à réduire les coûts futurs et la dépendance à l'énergie provenant de combustibles fossiles, ainsi qu'à offrir à la clientèle des outils pour réduire le montant de leur facture mensuelle. Ces efforts se poursuivront en 2014-2015.



Les équipes ont travaillé 75 000 heures pour rétablir le courant et répondre à la tempête de verglas de 2013-2014

Préparation aux tempêtes

La priorité d'Énergie NB consiste à fournir aux clients de l'électricité de façon sécuritaire et fiable, et à rétablir le courant rapidement et en toute sécurité en cas d'interruption. Notre personnel travaille tout au long de l'année pour assurer la fiabilité et la résistance de notre réseau, tout en étant prêt à intervenir à tout moment en cas de panne.

En raison des tempêtes anormalement rudes de l'année précédente, en novembre 2013 Énergie NB a lancé une importante initiative afin de conseiller ses clients à se préparer à des pannes potentielles liées aux tempêtes hivernales par l'intermédiaire d'une initiative de préparation aux urgences.

La Semaine de la préparation aux tempêtes d'Énergie NB comprenait le lancement d'un guide de préparation aux urgences, une campagne dans les médias sociaux, de même qu'une démonstration de rétablissement du courant. Énergie NB visait ainsi à aider les clients à comprendre l'étendue des efforts déployés au cours des activités de rétablissement du courant en cas de phénomènes météorologiques violents.

Intervention pendant la tempête de verglas 2013-2014

À la fin de décembre et au début de janvier, une série de rudes tempêtes hivernales accompagnées de froid rigoureux a frappé le Nouveau-Brunswick durant onze jours, provoquant un épisode de pluie verglaçante, d'importantes chutes de neige et de basses températures continues. Près de 88 000 clients d'Énergie NB ont été sans électricité pendant cette période. Plusieurs d'entre eux ont subi plus d'une panne d'électricité, voire jusqu'à six pannes pour certains. Au plus fort des tempêtes, 54 000 personnes n'avaient pas d'électricité au même moment.

Ces tempêtes ont eu une incidence plus grave que le phénomène météorologique le plus intense de l'histoire récente, à savoir la tempête de verglas de 1998 qui, à son apogée, avait 28 000 clients sans courant.

Entre le 23 décembre et le 3 janvier, deux cent soixante-deux équipes d'Énergie NB, de services publics de régions avoisinantes, d'entrepreneurs privés et d'entreprises de gestion de la végétation ont travaillé environ 75 000 heures-personnes pour rétablir le courant chez 24 pour cent des abonnés, sans qu'aucun incident ne se produise.

Au total, plus de 600 employés ont travaillé durant la période des Fêtes, dont une centaine en arrière-plan pour répondre aux appels au centre de service à la clientèle, gérer la logistique, ainsi que planifier et coordonner les activités de rétablissement.

Le processus de rétablissement a coûté environ 12 millions de dollars à Énergie NB, incluant les coûts de nettoyage des débris. Ce coût comprend près de neuf millions de dollars pour l'embauche d'équipes contractuelles du Nouveau-Brunswick et de l'extérieur, et trois millions de dollars en coûts supplémentaires pour les équipes d'entretien des services publics et le matériel nécessaire, de même que les repas, les déplacements, les véhicules et le logement.

Cet épisode nous a permis de mieux cerner nos forces en matière de sécurité, la capacité de résistance de nos infrastructures et notre qualité de communication avec notre clientèle pendant les intempéries. Des mesures précises d'amélioration ont été établies et des engagements ont été pris pour combler les écarts et améliorer le service à la clientèle en matière de gestion de la végétation, de communication et d'intervention en cas d'urgence.

Compte rendu des résultats

En octobre 2011, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a confié à Énergie NB le mandat clair d'exercer ses activités au même titre qu'une entreprise commerciale, afin de fournir un service fiable et sécuritaire, de mener des activités de façon à garantir des tarifs compétitifs pour les consommateurs, et de maintenir et d'accroître la valeur actionnariale par une exploitation efficace et une gestion à long terme de la dette et des actifs.

Le conseil d'administration et la direction d'Énergie NB ont immédiatement convenu de miser sur trois stratégies clés en vue de s'acquitter de ce mandat.

Stratégie 1

Nous hisser parmi les meilleurs dans notre domaine

Énergie NB a pour objectif de devenir un exécutant de quartile supérieur parmi les services publics et privés en Amérique du Nord.

Stratégie 2

Réduire notre dette pour investir dans l'avenir

Réduire systématiquement la dette afin de s'assurer qu'Énergie NB soit dans une position financière pour investir dans la nouvelle production qui va assurer la stabilité des tarifs pour le Nouveau-Brunswick.

Stratégie 3

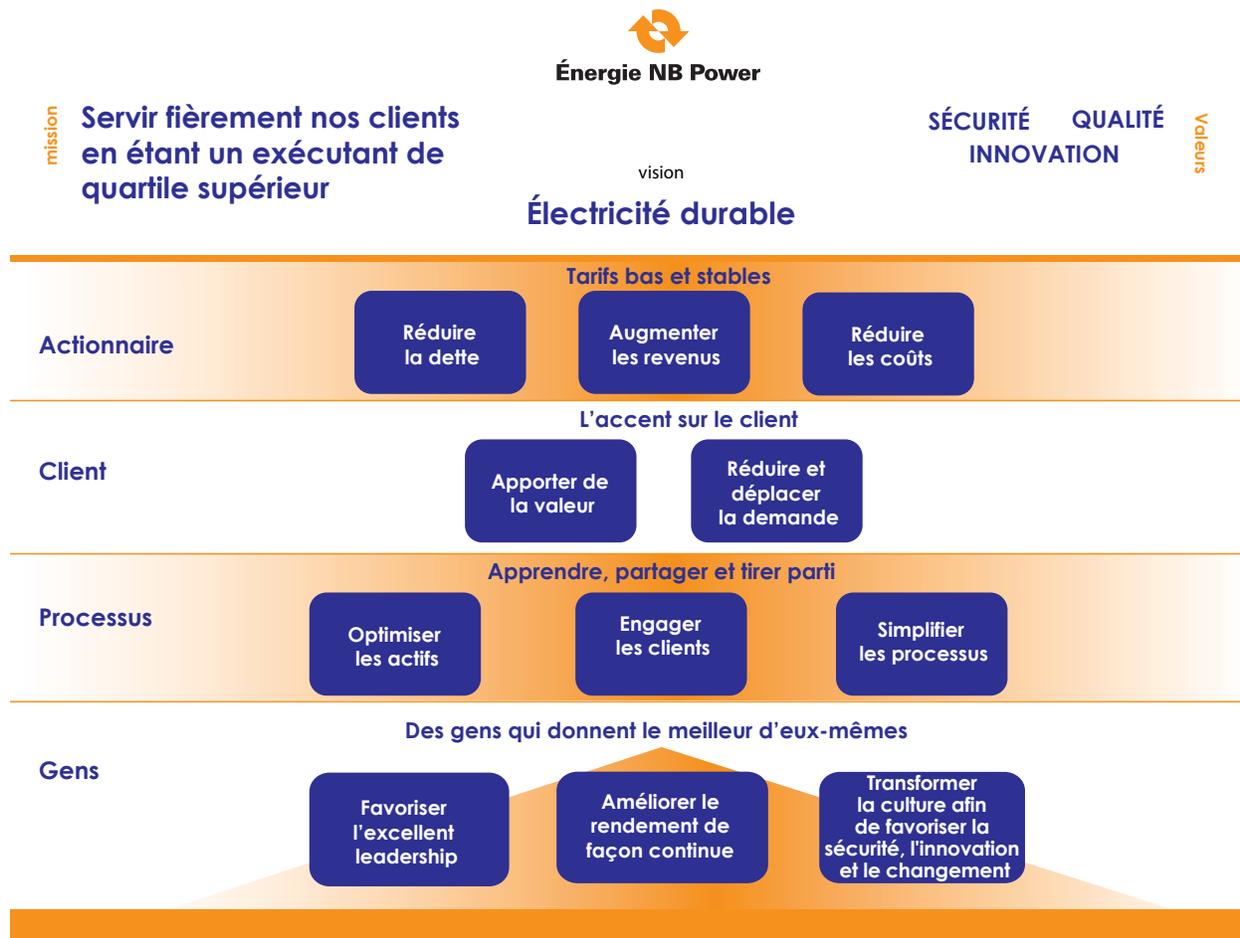
Réduire et déplacer la demande d'électricité

Investir dans la technologie, éduquer les clients et inciter la consommation énergétique qui contribuera à réduire et à déplacer la demande en vue de modifier les investissements des générations futures.

Ces stratégies visent à permettre à Énergie NB de remplacer les techniques de production, au besoin, tout en profitant des solutions de production énergétique de l'avenir et en fonctionnant de manière aussi efficiente que possible. Elles visent aussi à aider la population du Nouveau-Brunswick à comprendre comment réduire leur consommation énergétique et à modifier leurs habitudes de consommation sans compromettre leur confort personnel.

Au cours de l'exercice financier 2013-2014, soit la troisième année de planification des activités fondées sur les trois stratégies, Énergie NB a poursuivi sa progression en mettant en œuvre une série de projets de diverses ampleurs, de même qu'en apportant des changements et des améliorations structureaux et d'exploitation.

Les résultats d'exploitation contenus dans la présente section mettent en lumière les initiatives mises en œuvre afin de concrétiser les trois stratégies clés énoncées dans le plan stratégique de 30 ans d'Énergie NB.



Stratégie 1: Nous hisser parmi les meilleurs dans notre domaine

Une seule entreprise intégrée

Le 1^{er} octobre 2013, Énergie NB a mis fin à près d'une décennie d'activités de cinq entités distinctes en les fusionnant en une seule entreprise verticalement intégrée, responsable des fonctions d'exploitation, de production, de transport et de distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick. En outre, Énergie NB a créé la filiale Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick, qui est responsable de l'achat et de la vente d'électricité sur le marché nord-américain. La nouvelle structure permet à l'entreprise de réduire ses coûts et d'accroître sa transparence.

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick est maintenant assujettie à une surveillance et à une vérification réglementaire de la Commission de l'énergie et des services publics. Cette nouvelle procédure permet d'accroître la transparence et d'assurer la participation des clients et des intervenants dans la prise de décisions importantes concernant ce service public.

Rendement supérieur de la centrale de Belledune

En septembre 2013, les employés d'Énergie NB de la centrale de Belledune ont été reconnus par Energy Utilities Cost Group, aux États-Unis, pour leur travail exceptionnel qui a permis à la centrale d'afficher l'un des meilleurs rendements en Amérique du Nord en ce qui concerne les frais d'exploitation et d'entretien dans le secteur des hors combustibles.

Énergie NB a investi dans la centrale de Belledune pour qu'elle soit écologiquement durable et qu'elle fournisse un service fiable à la clientèle.

La centrale de Belledune s'est classée deuxième dans la catégorie Grande centrale (capacité nette moyenne de 250 MW et plus) parmi 27 centrales.

Contrôle des dépenses en approvisionnement

En juillet 2013, Énergie NB a mis en place un nouvel outil pour effectuer une analyse approfondie des dépenses de tous types à l'échelle de la Société. Cette analyse lui permettra de prendre des décisions éclairées et de s'approvisionner de façon stratégique. Ainsi, Énergie NB est en mesure de déceler les tendances, de cibler les économies potentielles et de formuler des recommandations afin d'améliorer le rendement de la chaîne d'approvisionnement.

En mars 2014, la technologie des codes à barres a été mise en place dans les entrepôts centraux à titre de projet pilote. Cette technologie permet d'améliorer le suivi des stocks dans les entrepôts et l'efficacité du processus. L'objectif est de mettre en place cette technologie dans d'autres secteurs clés de la Société.

Améliorations à la modélisation de production de la Société

Énergie NB a réussi à mettre en place le système d'optimisation des ressources de production-exploitation (GenOps) afin d'améliorer sa production et être en mesure de faire l'interconnexion entre les ventes et les achats. Elle gagne ainsi en efficacité et peut réduire le coût de son exploitation quotidienne et de sa planification à court et à moyen terme. Ce système de pointe a remplacé le système précédent qui était utilisé depuis 31 ans.

La mise en œuvre du système de pointe d'optimisation des ressources, capable d'assurer l'utilisation accrue du réseau intelligent dans le cadre du portefeuille, permettra à Énergie NB de profiter pleinement des avantages de cette technologie émergente.



Rendement supérieur de la centrale de Belledune

Projet de prolongation de la durée de vie du poste convertisseur d'Eel River

Énergie NB s'affaire à moderniser l'équipement du poste convertisseur à courant continu à haute tension (CCHT) à Eel River, près de Dalhousie, au Nouveau-Brunswick, afin d'en prolonger la durée de vie.

Les travaux ont été amorcés au printemps 2013 et devraient être achevés en novembre 2014. Le projet de modernisation comprend le remplacement de l'équipement d'origine du poste, qui a été intégré au réseau en 1972 et qui était le premier poste en son genre au monde. L'équipement spécialisé de CCHT a été conçu et fabriqué par ABB inc., une société de calibre mondial détenant une expertise dans les réseaux d'alimentation électrique.

Le projet de 90 millions de dollars représente un investissement majeur pour les activités d'Énergie NB dans le Nord du Nouveau-Brunswick. Il assurera la fiabilité continue du réseau et une capacité d'importation et d'exportation annuelle d'environ 350 MW entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.

Il s'agit d'un investissement important pour l'avenir d'Énergie NB, car le poste constitue un lien essentiel vers le marché québécois. Le projet de modernisation permettra d'accéder à de l'énergie renouvelable à un prix compétitif pour de nombreuses années à venir.

L'installation d'Eel River est l'un des deux interconnecteurs avec le Québec qui permettent au service public d'acheter et de vendre de l'énergie sur le marché nord-américain et d'avoir un accès sécurisé et fiable à l'électricité lorsque les centrales locales nécessitent des travaux d'entretien.



Eel River est un lien essentiel vers le marché du Québec

Stratégie 2 : Réduire notre dette pour investir dans l'avenir

Compte de report de la centrale de Point Lepreau

En janvier 2014, la CESP a autorisé la stratégie de coûts financiers et d'amortissement d'Énergie NB pour le compte de report de la centrale de Point Lepreau.

Cette décision permet à Énergie NB de recouvrer les frais relatifs à la remise à neuf de la centrale en des versements mensuels égaux au cours des 27 prochaines années (protégeant ainsi les consommateurs contre une hausse future du tarif imputable au projet) et de poursuivre le plan de remboursement de la dette tout en maintenant ses tarifs bas et stables.

Dans sa décision, la CESP a accepté les éléments de preuve présentés par Énergie NB faisant état du caractère approprié des gains nets prévus à l'heure actuelle dans son budget en vue de recouvrer le compte de report de la centrale de Point Lepreau.

La CESP a accepté la position d'Énergie NB que la méthode de recouvrement des coûts assurerait la stabilité et la prévisibilité des coûts, l'égalité des coûts d'une génération de clients à l'autre, la simplicité et la transparence des processus comptables, tout en permettant à Énergie NB de poursuivre ses objectifs financiers à long terme.

Gestion du risque

Afin de s'aligner sur les pratiques exemplaires et les normes de l'industrie, les politiques en matière de gestion du risque financier ont été révisées pour Énergie NB et la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick. Ces politiques seront soumises à la CESP à des fins de révision et d'approbation à l'été 2014. De plus, les fonds d'investissement pour soutenir la gestion à long terme du combustible irradié et le déclassement de la centrale de Point Lepreau ont été transformés en stratégie d'investissement comportant une meilleure protection contre l'inflation et un potentiel accru de rendement et sous-jacent des contributions anticipées minimales pour le futur.

Amélioration continue

Énergie NB continue d'afficher des réductions de coûts et des gains d'efficacité grâce à la mise en place d'un programme d'excellence du rendement soutenu par un système de gestion formelle harmonisé aux trois stratégies clés. Ce programme favorise l'amélioration continue par la révision des processus, l'évaluation des résultats et la formation, se fondant sur des économies de coûts et des pratiques exemplaires, tout en visant l'excellence dans les activités, le service à la clientèle et le rendement financier.

En 2013-2014, ce programme a été devancé par la mise en place de 12 projets qui ont permis la participation de 12 employés au programme de certification ceinture noire Lean Six Sigma. Les projets comprennent des améliorations dans les secteurs de la validation des compteurs, de la préparation des camions de relais, du transport des combustibles, de la facturation, de la planification des interruptions de courant et du retour des colonnes d'alimentation réutilisables, ce qui aidera Énergie NB à cibler des économies de coûts et de nouvelles sources de revenus de l'ordre de 3,1 millions de dollars.



Centrale de Point Lepreau

Stratégie 3 : Réduire et déplacer la demande d'électricité

Construire notre réseau intelligent

En collaboration avec Siemens Canada, Énergie NB a poursuivi ses travaux d'intégration du réseau intelligent au réseau électrique provincial. Ensemble, nous bâtissons le premier « Internet de l'énergie » canadien entièrement intégré, qui assurera les communications entre les clients et leurs foyers, les centrales électriques et les réseaux de distribution.

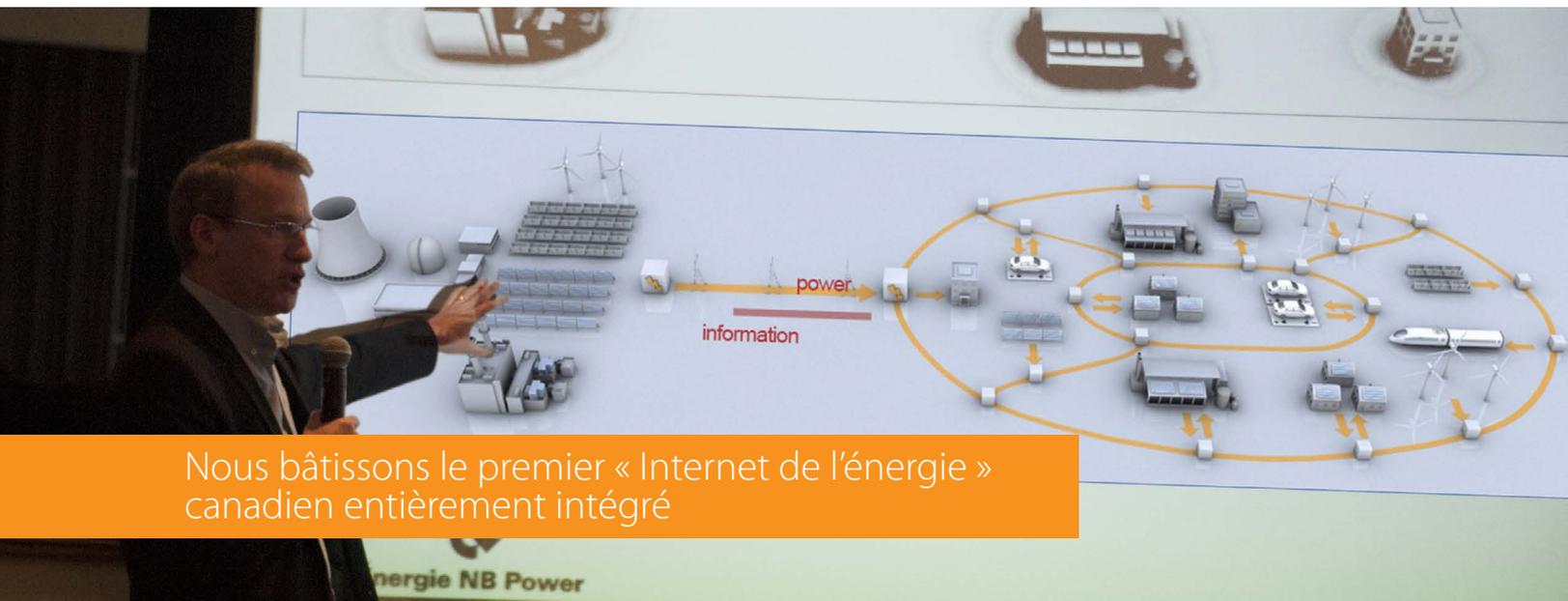
Conjointement avec l'Université du Nouveau-Brunswick, nous avons lancé deux projets de recherche afin de réduire la consommation énergétique à l'échelle provinciale et de mieux gérer les périodes de pointe en demande d'énergie durant les mois froids de l'hiver, avec l'objectif de mettre en œuvre un projet pilote d'intégration de la nouvelle technologie du réseau intelligent dans les foyers.

Les deux projets permettront d'analyser la faisabilité de programmes de réduction de la consommation d'électricité ou de déplacements des périodes de pointe vers des périodes creuses de la journée. Le premier projet développera la technologie du chauffe-eau intelligent conçu pour s'activer lorsque la consommation énergétique de la province est faible. Le deuxième projet a comme objectif de trouver des mécanismes qui permettront d'informer les clients en temps réel sur leur consommation d'énergie et de les aider à en réduire l'usage.

L'Université du Nouveau-Brunswick, Siemens et Énergie NB ont aussi amorcé des travaux de mise en place d'un « laboratoire vivant » virtuel qui permettra de réunir différents intervenants en vue de développer des technologies du réseau intelligent, de les tester et de les améliorer.

Au cours de la dernière année, Énergie NB a effectué des visites d'installations d'autres services publics afin d'en apprendre davantage sur leurs programmes de réseau intelligent et leurs pratiques exemplaires. Ces visites sont inspirantes dans la réalisation de notre propre programme de réseau intelligent.

Énergie NB a aussi suscité la participation du secteur des technologies, de l'information et des communications du Nouveau-Brunswick pour sa stratégie de réduction et de déplacement de la demande, de même qu'à son objectif de création d'occasions d'affaires pour les entreprises locales spécialisées dans les technologies au sein de cette nouvelle réalité de l'énergie.



Nous bâtissons le premier « Internet de l'énergie » canadien entièrement intégré

Programme de remplacement des réverbères DEL

Énergie NB aide des municipalités de partout au Nouveau-Brunswick à économiser argent et énergie en remplaçant des milliers d'ampoules de réverbère traditionnel par des luminaires diode électroluminescente (DEL). À la fin de l'exercice financier 2013-2014, plus de 22 000 ampoules DEL avaient été installées à l'échelle de la province. Le remplacement des ampoules se poursuivra entre les mois d'avril et de novembre au cours des cinq prochaines années dans le but d'atteindre l'objectif de remplacement de 72 000 ampoules au Nouveau-Brunswick. Ces ampoules consomment de 50 à 60 pour cent moins d'énergie que les ampoules traditionnelles et elles réduiront la consommation d'énergie de 27 millions de kilowattheures par année.

Mise à profit de l'énergie éolienne

L'année dernière, l'énergie éolienne a contribué à approvisionner en énergie l'Université du Nouveau-Brunswick grâce à un partenariat novateur avec Énergie NB visant à aider la population du Nouveau-Brunswick à faire un meilleur usage de l'énergie verte. Le projet consiste à alimenter à l'énergie éolienne les systèmes de chauffage et de refroidissement du Centre de conférences WU du campus de Fredericton.

Ce projet technologique pilote fait partie du projet international primé mené par Énergie NB intitulé PowerShift Atlantique. À l'heure actuelle, près de 1 200 abonnés mettent à l'essai la technologie intelligente d'Énergie NB. Le projet pilote consiste à intégrer les prévisions du vent en vue de maximiser la capacité d'une ressource renouvelable connue pour son caractère intermittent.

Ce projet se veut une étude unique qui favorise l'élaboration de solutions d'énergie éolienne par les services publics à l'échelle mondiale. Il permet à Énergie NB de mieux comprendre comment intégrer cette énergie renouvelable à son réseau tout en demeurant efficace et en réduisant sa dépendance aux combustibles fossiles.

Il s'agit aussi de la première étude en son genre sur les prévisions du vent pour l'industrie. Elle est menée par le Dr Liuchen Chang, de l'Université du Nouveau-Brunswick. Cet exercice permettra de cerner les occasions propices quand recourir à l'énergie éolienne pour les foyers et les entreprises.



L'année dernière, l'énergie éolienne a contribué à approvisionner en énergie l'Université du Nouveau-Brunswick

Rétroaction des acteurs sur le Plan intégré des ressources

En janvier 2014, Énergie NB a organisé un atelier d'une journée à Fredericton pour les intervenants afin de solliciter leur point de vue sur l'élaboration du plan d'approvisionnement en électricité à long terme pour le Nouveau-Brunswick.

Le Plan intégré des ressources (PIR) d'Énergie NB est un document de planification stratégique qui lui permettra de déterminer comment répondre à la demande énergétique de sa clientèle au cours des 25 prochaines années tout en respectant son mandat, soit d'offrir un service fiable et facile d'accès à des tarifs faibles et stables. Alors que le PIR est prévu pour 25 ans, Énergie NB le mettra à jour tous les trois ans, de sorte qu'il reflète les nouvelles technologies, les changements en termes de consommation des clients et l'exactitude des prix du combustible.

Des gens représentant l'ensemble de la clientèle d'Énergie NB ont été invités à participer à l'atelier, provenant notamment des secteurs résidentiels et industriels, des petites entreprises, des organismes sans but lucratif et des municipalités. La nouvelle *Loi sur l'électricité* exige qu'Énergie NB soumette le PIR à la CESP en 2014 et que les suggestions de nos intervenants y soient intégrées.

Le PIR aide Énergie NB à atteindre ses objectifs relatifs à la réduction et au déplacement de la demande, en dégageant des cibles et des coûts. Par la suite, il sera possible de développer un échéancier de mise en œuvre par l'intermédiaire d'un plan d'efficacité énergétique. Ce plan sera contrôlé et vérifié pour veiller à l'atteinte des objectifs et à un rapport coût-efficacité approprié. La stratégie de mise en œuvre pour un réseau intelligent est aussi intégrée au plan d'efficacité énergétique. Ensemble, le plan d'efficacité énergétique et la stratégie pour un réseau intelligent constituent la stratégie de réduction et de déplacement de la demande.



Énergie NB a travaillé avec les intervenants pour élaborer notre plan d'approvisionnement en énergie à long terme.



Financiers

Table des matières

23

Rapport
de gestion

42

La direction et
des rapports
de Autilor

44

États
Financiers
Cumulés

49

Notes
Complémentaires

86

Aperçu
Statistique

Rapport de gestion

Introduction

Le présent rapport de gestion examine les résultats financiers et d'exploitation de l'exercice clos le 31 mars 2014 par rapport à ceux de l'exercice précédent. Ce rapport devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés et aux notes complémentaires.

Le 1^{er} octobre 2013, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») est devenue une société de la Couronne unique et intégrée. Par l'édiction de la Loi sur l'électricité du Nouveau-Brunswick, l'ancien groupe d'entreprises d'Énergie NB, la Corporation financière de l'électricité et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick ont été fusionnés en une nouvelle société intégrée verticalement. La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick est demeurée une filiale en propriété exclusive d'Énergie NB, mais est désormais nommée Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Commercialisation d'énergie NB »).

Les chiffres comparatifs de l'exercice précédent ont été retraités afin de tenir compte des résultats de l'intégration (méthode de la continuité des intérêts communs).

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	Souligne les événements importants ayant eu une incidence sur le bilan et les bénéfices au cours de l'exercice considéré.
Résultats financiers d'un exercice à l'autre	Explique les résultats financiers pour l'exercice 2013-2014, y compris l'analyse des variations d'un exercice à l'autre.
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	Explique les changements à la situation de trésorerie et aux sources de financement.
Méthodes comptables critiques	Décrit les modifications apportées aux méthodes comptables et leur incidence sur les états financiers cumulés.
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 d'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 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.

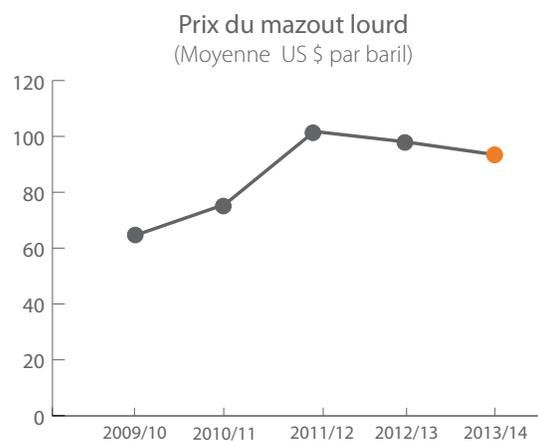
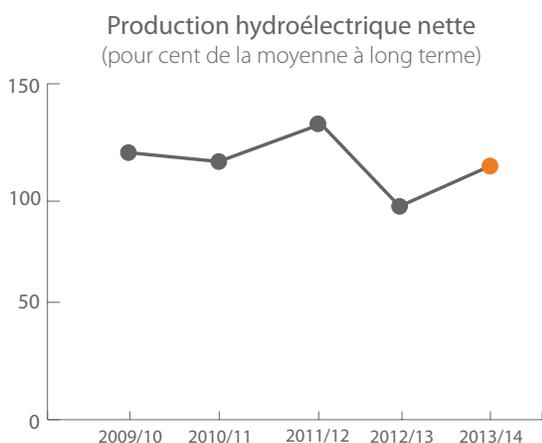
Facteurs ayant une incidence sur la performance financière et d'exploitation

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
Production d'énergie nucléaire	<p>La production nucléaire représente jusqu'à 25 % de la production totale par l'entremise de la centrale de Point Lepreau, dont l'exploitation efficace est essentielle au bon rendement financier d'Énergie NB.</p> <p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 20 % à 25 % des besoins d'approvisionnement totaux; • environ 0 % à 5 % du total des coûts de combustible et d'achat d'énergie.
Contrats d'achat d'énergie basés sur le gaz naturel	<p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 8 % à 10 % de l'approvisionnement total; • environ 15 % à 20 % du total des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>Le prix des contrats d'achat d'électricité d'Énergie NB est fondé en partie sur le prix du gaz naturel. Dans la mesure du possible, Énergie NB gère cette exposition par la conclusion d'achats à terme pour ses besoins en gaz naturel. Au cours de l'exercice 2013-2014, Énergie NB n'a pas été en mesure de conclure des contrats d'achat à terme en raison de l'incertitude entourant la source d'approvisionnement.</p>
Achats d'énergie à court terme	<p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 25 % à 35 % des besoins d'approvisionnement totaux; • environ 50 % à 55 % du total des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>Selon le prix mondial du pétrole, de l'énergie à moindre coût est achetée pour remplacer la production interne au mazout. Énergie NB conclut généralement des achats à terme d'énergie pour alimenter les besoins prévus.</p>
Production à base de charbon ou de coke de pétrole	<p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 15 % à 20 % de l'approvisionnement total; • environ 15 % à 20 % des coûts de combustible et d'achat d'énergie. <p>Le charbon est normalement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres de une ou deux années. Parce que divers types de charbon sont mélangés et brûlés, le charbon est acheté à partir d'un certain nombre de contreparties, à des prix indexés ou fermes et fixes.</p> <p>Le coke de pétrole est aussi généralement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres de une ou deux années. 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.</p>

Facteurs de performance financière et d'exploitation

Facteur	Description						
Production hydroélectrique	<p>Il s'agit du combustible le moins cher utilisé par Énergie NB pour produire de l'électricité. Elle représente généralement :</p> <ul style="list-style-type: none"> de 15 % à 20 % de la production totale. <p>Le tableau ci-dessous indique comment les flux hydrauliques peuvent augmenter ou baisser les coûts de production.</p> <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.						
Production d'électricité à partir du mazout lourd	<p>Le mazout lourd exposé aux fluctuations des prix du marché représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> environ 0 % à 5 % des besoins d'approvisionnement totaux; de 10 % à 15 % des coûts de combustible et d'achat d'énergie. <p>Pour réduire son exposition à court et à moyen terme aux variations du prix du mazout lourd, Énergie NB 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>						
Marges à l'extérieur de la province	<p>Énergie NB est un preneur de prix au sein des marchés régionaux de l'énergie. Les prix du marché dans les régions environnantes sont généralement stimulés par le coût de production du gaz naturel.</p> <p>Dans le cours normal des activités, l'énergie produite à moindre coût ou à tirage obligatoire est destinée à l'utilisation dans la province et toute énergie restante est disponible à la vente à l'extérieur de la province.</p> <p>Sous réserve des conditions d'exploitation, Énergie NB 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>						
Taux de change	<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. 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>Le dollar canadien a été assez volatil au cours de l'exercice, sa valeur en comparaison avec le dollar américain ayant fluctué entre la parité et 1,12 \$ au cours de l'exercice. Néanmoins, dans l'ensemble, le dollar a accusé une dépréciation assez stable par rapport au dollar américain, passant de 1,03 \$ au début de l'exercice à 1,10 \$ à la fin de l'exercice.</p>						



Performance financière

Introduction

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

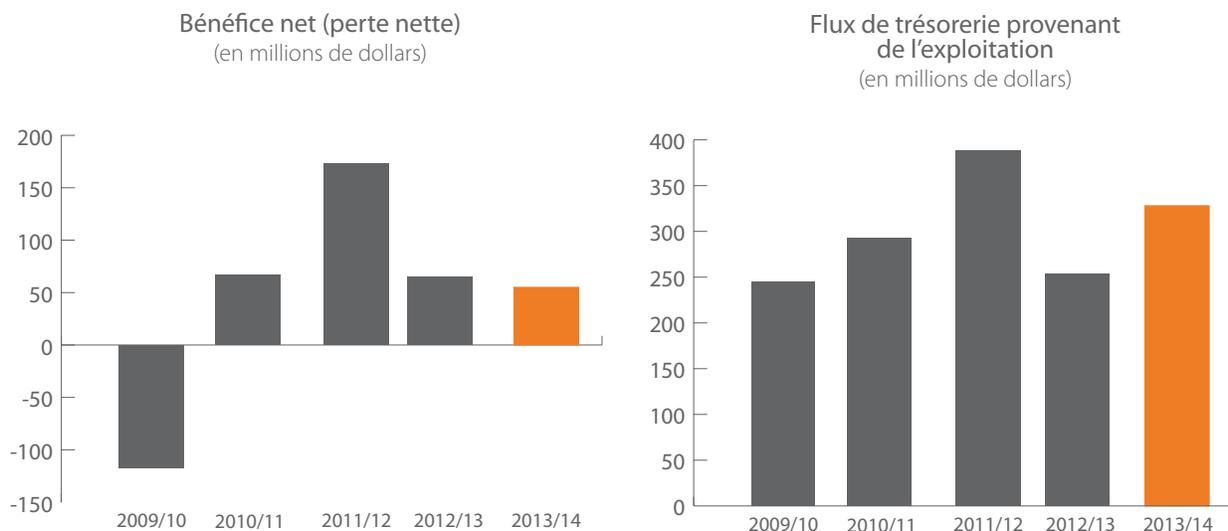
Mesures importantes de la performance financière

Performance financière (en millions)	2013/14		2012/13	
Bénéfice net	55	\$	65	\$
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	328	\$	254	\$
Dépenses en immobilisations nettes	179	\$	294	\$
Dette nette totale à la fin de l'exercice	5 018	\$	5 062	\$
(Baisse) hausse de la dette nette	(44)	\$	240	\$
Variation nette des reports réglementaires	(69)	\$	82	\$

Ratios et pourcentages financiers

Ratios et pourcentages financiers	2013/14		2012/13	
Marge d'exploitation	8,8	%	11	%
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/dépenses en immobilisations	1,83		0,86	
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/dette totale	0,07		0,05	
Dépenses en immobilisations/valeur comptable nette des immobilisations	4	%	7	%
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	95	%	96	%
Ratio de couverture des intérêts ¹	1,12		0,82	

¹ Le ratio de couverture des intérêts est défini comme le bénéfice ajusté avant intérêts (bénéfice avant intérêts déduction faite des frais de gestion du portefeuille de la dette et des revenus de placements) divisé par les frais financiers ajustés (frais financiers déduction faite des produits d'intérêt et des bénéfices liés au fonds d'amortissement, du change réalisé, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, de l'amortissement de l'escompte de débtures et de l'amortissement des intérêts reportés).



Performance financière

Faits saillants

Le bénéfice net d'Énergie NB s'est élevé à 55 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2014, comparativement à 65 millions de dollars pour l'exercice précédent. Les facteurs importants qui ont contribué à l'écart de 10 millions de dollars d'un exercice à l'autre sont les suivants :

- Variation de 151 millions de dollars des coûts reportés en raison de la remise en service de la centrale de Point Lepreau;
- Hausse des charges d'amortissement et de déclasserment de 46 millions de dollars en 2013-2014, en raison essentiellement du début de l'amortissement de la centrale de Point Lepreau remise à neuf, partiellement contrebalancés par :
 - une hausse de la marge brute de 169 millions de dollars, principalement en raison de
 - la réduction de l'ensemble des coûts de production par suite de la remise en service de la centrale de Point Lepreau, partiellement contrebalancée par la réduction de la consommation de gaz naturel et la hausse des volumes,
 - flux hydrauliques plus élevés en 2013-2014, qui ont atteint 113 % de la moyenne à long terme, comparativement à 95 % en 2012-2013,
 - produits plus élevés à l'intérieur de la province découlant des températures plus froides, et d'une hausse de 2 % des tarifs, facteurs partiellement contrebalancés par la diminution de la charge de transport industrielle,
 - produits plus élevés à l'extérieur de la province en raison de nouveaux contrats;
 - une diminution de 12 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2013-2014 en raison essentiellement de la baisse de la charge de retraite et des économies découlant du projet d'amélioration de la productivité et des processus, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des coûts de la main-d'œuvre liée à la tempête de verglas, les pertes liées à la charge de retraite et la diminution des coûts de la main-d'œuvre alloués au capital;
 - une diminution des frais de financement de 7 millions de dollars, en raison essentiellement du gain lié au fonds en fiducie au titre du nucléaire, partiellement contrebalancé par la baisse des intérêts capitalisés en raison de la remise en service de la centrale de Point Lepreau.

(Se reporter à la rubrique intitulée « Résultats d'un exercice à l'autre » pour plus de détails.)

Dette nette

En 2013-2014, la dette d'Énergie NB a diminué de 44 millions de dollars. La diminution est principalement due aux flux de trésorerie provenant de l'exploitation, partiellement contrebalancés par les dépenses en immobilisations. (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 d'Énergie NB.

Intégration du groupe de sociétés Énergie NB, de la Corporation financière de l'électricité et de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick

Le 1^{er} octobre 2013, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») est devenue une société de la Couronne unique et intégrée. Par l'édiction de la Loi sur l'électricité du Nouveau-Brunswick, l'ancien groupe de sociétés Énergie NB, la Corporation financière de l'électricité et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick ont été fusionnés en une nouvelle société intégrée verticalement. La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick est demeurée une filiale en propriété exclusive d'Énergie NB, mais est désormais nommée Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Commercialisation d'énergie NB »).

Les états financiers d'Énergie NB ont été préparés selon la méthode de la continuité des intérêts communs, par suite de la fusion des entités sous contrôle commun. Par conséquent, les soldes figurant aux états financiers d'Énergie NB pour l'exercice considéré et l'exercice précédent ont été consolidés avec les résultats financiers de la Corporation financière de l'électricité et de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Les soldes de la dette reflètent désormais essentiellement la dette de la Corporation financière de l'électricité et le fonds d'amortissement. Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices, les dividendes, le surplus d'apport et le capital social ont été éliminés, et les frais de financement reflètent désormais la quote-part de la dette de la Corporation financière de l'électricité.

Transition au régime de retraite à risques partagés

En janvier 2014, la province du Nouveau-Brunswick a modifié le Régime de pension de retraite de la fonction publique (le « RPRFP ») en un régime à risques partagés, le Régime à risques partagés dans les services publics (RRPSP). Auparavant, Énergie NB comptabilisait le RPRFP dans ses états financiers en vertu de la méthode de comptabilisation des régimes à prestations déterminées, ce qui faisait en sorte qu'Énergie NB comptabilisait dans son bilan sa quote-part de l'obligation au titre du régime de retraite, partiellement contrebalancée par sa quote-part de l'actif de retraite. La charge de retraite comprenait le coût des services rendus au cours de la période et l'amortissement des écarts actuariels.

En raison de l'adoption du RRPSP, l'attribution de la quote-part des actifs et des passifs revenant à Énergie NB n'est plus valide, et par conséquent, l'information requise pour comptabiliser le régime de retraite au moyen de la méthode de comptabilisation des régimes à prestations déterminées n'est plus accessible. Comme l'information n'est plus accessible, le RRPSP est comptabilisé selon la méthode de comptabilisation des régimes à cotisations déterminées.

L'incidence sur les états financiers 2013-2014 comprend une radiation de l'actif de retraite de 19 millions de dollars et la comptabilisation en charges des cotisations de l'employeur pour l'exercice considéré de 18 millions de dollars, soit une incidence totale de 37 millions de dollars sur l'état des résultats.

Report réglementaire de la centrale de Point Lepreau

Au début de 2013, la Commission de l'énergie et des services publics (la « CESP ») du Nouveau-Brunswick a statué en faveur d'Énergie NB au sujet des questions relatives au compte de report de la centrale de Point Lepreau. Dans le cadre de sa décision, la Commission a accepté la méthode de comptabilisation des frais de financement et d'amortissement du compte d'Énergie NB, et le recouvrement des soldes au titre des frais, des tarifs et des droits.

Énergie NB a fait valoir sa cause auprès de la CESP relativement à des questions liées aux méthodes de financement et d'amortissement appropriées du solde du compte de report de la centrale de Point Lepreau. Ces méthodes seront utilisées pour déterminer le montant à recouvrer, et l'effet de ce recouvrement sur les tarifs d'Énergie NB. Énergie NB a confiance que l'augmentation des tarifs d'un modeste 2 % dans les prévisions financières de dix ans sera suffisante pour recouvrer les coûts de remise à neuf.

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 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 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 au tube de calandre, en vertu de leur police respective. Énergie 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.

Résultats d'un exercice à l'autre – Produits

Introduction

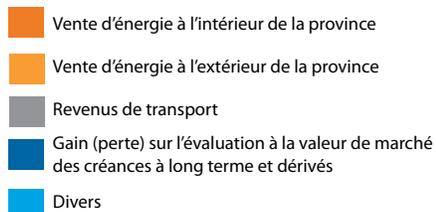
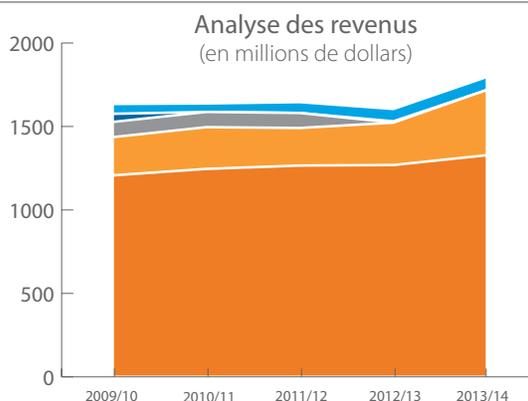
La présente section contient un compte rendu des produits d'Énergie NB au cours de l'exercice et par rapport aux exercices précédents.

Vue d'ensemble des produits

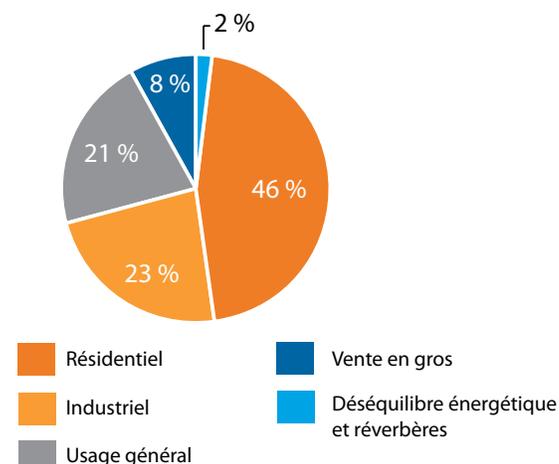
(en millions)	2013/14		2012/13	
Ventes d'énergie				
À l'intérieur de la province	1 328	\$	1 269	\$
À l'extérieur de la province	391		254	
Gains et variations de la valeur de marché des dérivés	–		8	
Divers	78		74	
Total des produits	1 797	\$	1 605	\$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	12	%	(2)	%

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province

(en millions)	2013/14		2012/13	
Résidentiel	607	\$	564	\$
Industriel	310		321	
Usage général	278		257	
Vente en gros	109		103	
Éclairage public	24		24	
Total	1 328	\$	1 269	\$
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	5	%	1	%
GWh	13 388		13 163	
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	2	%	2	%



Revenus à l'intérieur de la province



Résultats d'un exercice à l'autre – Produits

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

Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 328 millions de dollars en 2013-2014, ce qui représente une augmentation de 59 millions de dollars ou de 5 % par rapport à 2012-2013. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	56 millions de dollars	Températures plus froides, hausse de 2 % des tarifs le 1 ^{er} octobre 2013, hausse de la charge de transport résidentielle, de commerce en gros et d'usage général
Facteur compensatoire		
(Diminution)	(2 millions de dollars)	Diminution de la charge de transport industrielle et des ventes du Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

(en millions)	2013/14	2012/13
Produits	391 \$	254 \$
Pourcentage d'augmentation	54 %	13 %
GWh	4 966	3 525
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	41 %	13 %

Principaux facteurs contribuant aux écarts de ventes à l'extérieur de la province d'un exercice à l'autre

En 2013-2014, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont augmenté de 137 millions de dollars ou de 54 % par rapport à 2012-2013. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	88 millions de dollars	Augmentation des volumes principalement attribuable à de nouveaux contrats de vente d'énergie au cours de l'exercice et remise en service de la centrale de Point Lepreau, ce qui a généré davantage d'occasions sur le marché
Augmentation	51 millions de dollars	Augmentation des prix du marché

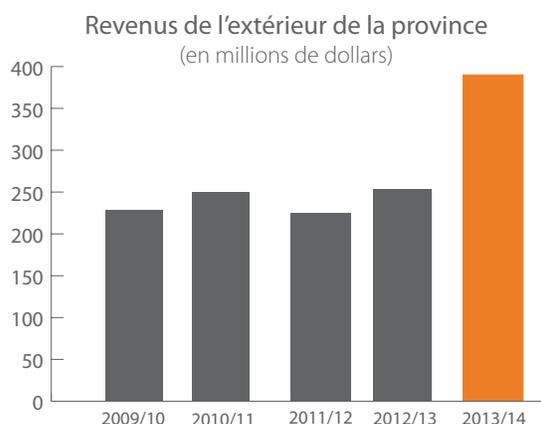
Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement :

- de la location de chauffe-eau;
- des frais d'utilisation des poteaux;
- du tarif point à point;
- des produits et charges de transport, montant net;
- des sous-produits de production.

Principaux facteurs contribuant aux écarts de produits divers

Les produits divers se sont chiffrés à 78 millions de dollars en 2013-2014, une augmentation de 4 millions de dollars par rapport à 2012-2013. Cette augmentation est principalement attribuable à une hausse du montant net des produits et des charges de transport, et aux produits de revente de transport, ainsi qu'aux produits liés aux garanties, facteurs partiellement contrebalancés par un gain non récurrent à la vente d'actifs du réseau de distribution à un tiers au cours de l'exercice précédent.



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

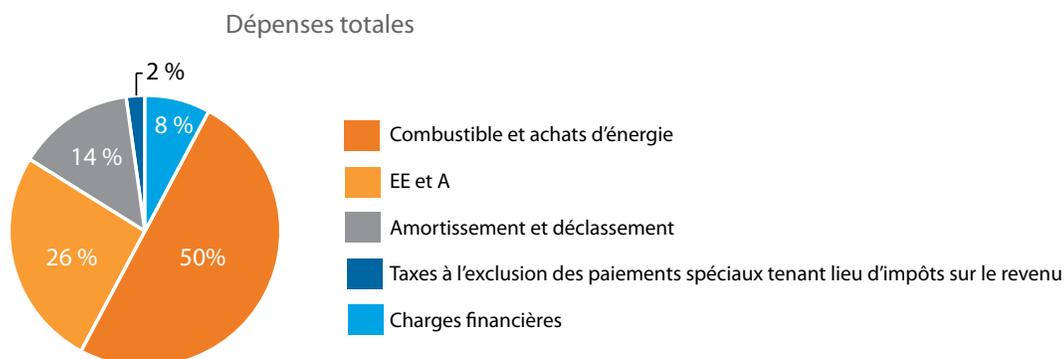
(en millions)	2013/14		2012/13	
	\$	%	\$	%
Combustible et achats d'énergie	834	50 %	807	50 %
Exploitation, entretien et administration	437	26	449	28
Amortissement et déclassé	230	14	184	11
Impôts	36	2	39	2
Frais de financement	136	8	143	9
Total	1 673	100 %	1 622	100 %
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre		3 %		(2) %

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

Le total des charges a augmenté de 51 millions de dollars pour atteindre 1 673 millions de dollars en 2013_2014. Les écarts s'établissent comme suit :

Combustible et achats d'énergie

(en millions)	2013/14		2012/13	
	\$	%	\$	%
Hydro	0	0 %	0	0 %
Nucléaire	23	3	9	1
Thermique	231	28	159	20
Achats	580	69	639	79
Total	834	100 %	807	100 %
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre		3 %		8 %



Résultats d'un exercice à l'autre – Charges

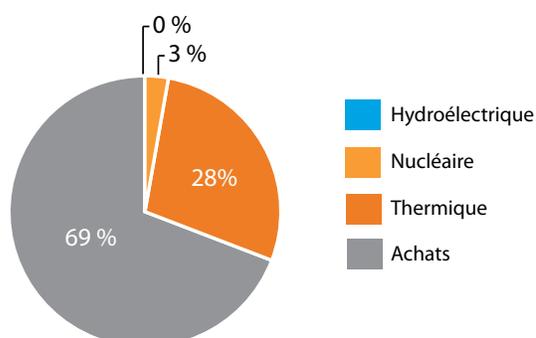
Principaux facteurs contribuant aux écarts relatifs au combustible et aux achats d'énergie d'un exercice à l'autre

Le coût de combustible et d'achats d'énergie a été de 834 millions de dollars en 2013-2014, soit une augmentation de 27 millions de dollars ou de 3 % depuis 2012-2013.

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
Facteurs contributifs		
Augmentation	123 millions de dollars	Augmentation des volumes globaux requis
Augmentation	22 millions de dollars	Réduction de la consommation de gaz naturel
Facteurs compensatoires		
(Diminution)	(76 millions de dollars)	Réduction des coûts de production en raison principalement de la remise en service de la centrale de Point Lepreau, partiellement contrebalancée par la hausse des volumes à la centrale Belledune
(Diminution)	(40 millions de dollars)	Augmentation des flux hydrauliques

Combustible et achats d'énergie



Exploitation, entretien et administration

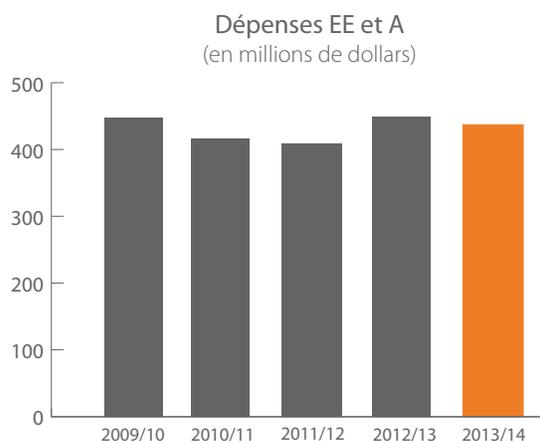
Le tableau ci-dessous indique les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre.

Exploitation, entretien et administration (en millions)	2013/14	2012/13
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	437 \$	449 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	(3) %	10 %

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 437 millions de dollars en 2013-2014, soit une diminution de 12 millions de dollars ou de 3 % par rapport à 2012-2013. Voici les changements importants :

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
(Diminution)	16 millions de dollars	Baisse de la charge de retraite en raison de l'adoption d'un modèle à risques partagés
(Diminution)	15 millions de dollars	Baisse des coûts des fournisseurs de services embauchés et des matériaux en raison des économies réalisées grâce au projet d'amélioration de la productivité et des processus, achèvement des activités de remise en service de la centrale de Point Lepreau, panne à la centrale Belledune au cours de l'exercice précédent, réduction des pannes à la centrale Coleson Cove, facteurs partiellement contrebalancés par les coûts des fournisseurs de services embauchés à la centrale de Point Lepreau et par la tempête de verglas survenue en décembre 2013
Facteurs compensatoires		
Augmentation	9 millions de dollars	Hausse du coût des prestations de retraite en raison de la compression et des pertes liées à des règlements à la cessation des prestations versées à certains employés
Augmentation	7 millions de dollars	Hausse des coûts de la main-d'œuvre en raison de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre alloués au capital au cours de l'exercice considéré, facteur partiellement contrebalancé par les économies liées à l'efficacité



Frais de financement

Frais de financement (en millions)	2013/14	2012/13
Frais de financement	136 \$	143 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	(5) %	51 %

Facteurs contribuant aux changements aux frais de financement

Les frais de financement se sont élevés à 136 millions de dollars en 2013-2014, soit une diminution de 7 millions de dollars ou de 5 % par rapport à 2012-2013, principalement en raison des facteurs suivants :

Frais de financement	Montant	Raisons
Facteur contributif (Diminution)	7 millions de dollars	Baisse des taux d'intérêt à long terme, hausse des revenus sur le fonds d'amortissement et du gain réalisé sur le fonds en fiducie au titre du nucléaire, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des intérêts capitalisés en raison de la reprise du service à la centrale de Point Lepreau en novembre 2012

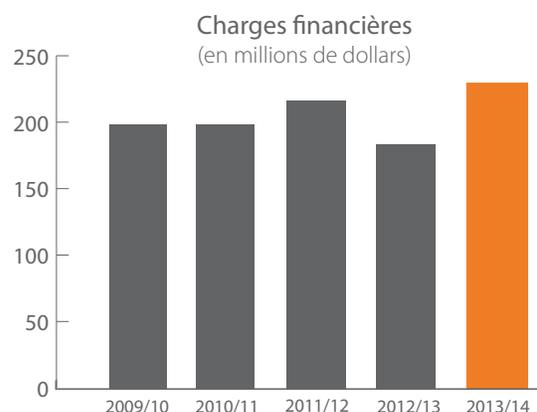
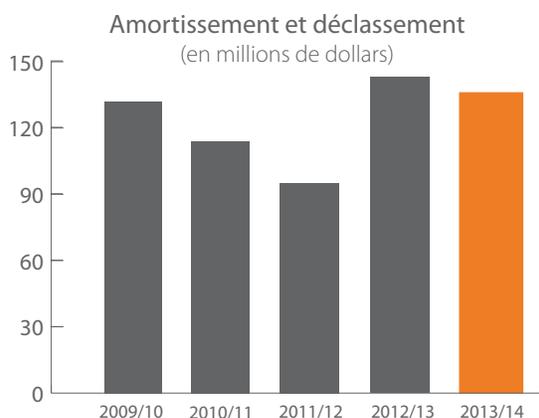
Amortissement et déclassement

Amortissement et déclassement (en millions)	2013/14	2012/13
Amortissement et déclassement	230 \$	184 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	25 %	(15) %

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

Les coûts d'amortissement et de déclassement se sont chiffrés à 230 millions de dollars en 2013-2014, soit une hausse de 46 millions de dollars ou de 25 % par rapport à 2012-2013, en raison des facteurs principaux suivants :

Charges d'amortissement et de déclassement	Montant	Due to
Facteurs contributifs		
Augmentation	36 millions de dollars	Augmentation des charges d'amortissement de la centrale de Point Lepreau au moment de la remise en service en novembre 2012
Augmentation	6 millions de dollars	Ajustement à l'actif relatif au déclassement des centrales Courtenay Bay et Grand Lake en 2013-2014



Reports réglementaires

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

Contexte

Un report réglementaire légiféré² 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 du secteur Nucléaire, déduction faite de tous produits, et les coûts supplémentaires de production d'énergie durant la période de remise à neuf.

Incidence sur les bénéfices

Ces montants seront recouverts 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.

En 2013-2014, 66 millions de dollars liés aux coûts reportés ont été comptabilisés, dont une tranche de 47 millions de dollars avait trait aux frais d'intérêt.

Report réglementaire – Règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (« 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

En 2013-2014, 3 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 26 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

² L'article 139 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.

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, le bénéfice net (la perte nette) s'établirait alors comme suit :

	2013/14	2012/13
Bénéfice net	55	65
Moins l'ajustement au bénéfice découlant du report réglementaire	69	(82)
Moins les intérêts sur le report (la réduction des frais financiers)	(49)	(47)
Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) pour éliminer les effets de la réglementation comptable	75	(64)

Instruments financiers

Énergie NB conclut des contrats à terme de matières premières. Les incidences comptables de ces instruments financiers sont illustrées dans la note 25 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 nette d'Énergie NB sont les dépenses en immobilisations et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

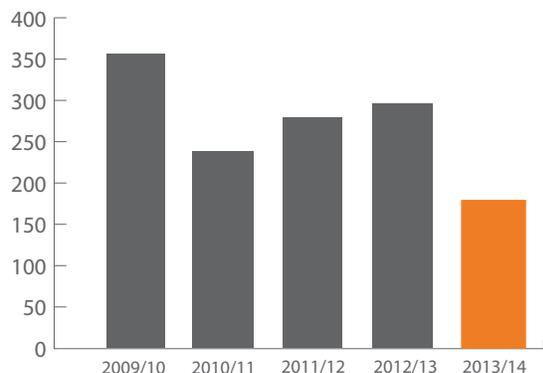
Dette nette totale

Dette nette totale (en millions)	2013/14	2012/13
Dette à long terme	4 567 \$	4 692 \$
Dette à court terme	858	687
Passif dérivé lié à la dette	–	60
Trésorerie et montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	(407)	(377)
Dette nette totale	5 018 \$	5 062 \$
Dette nette/capital	95 %	96 %
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/dette nette totale	0,07	0,05

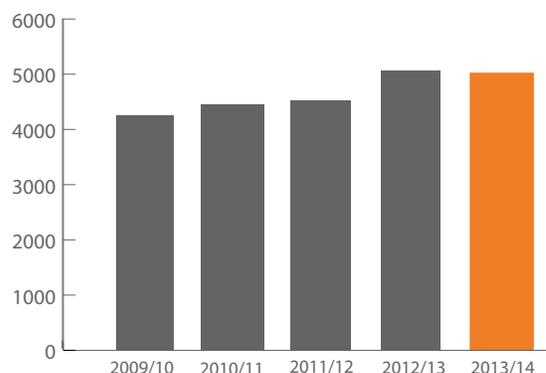
Facteurs ayant une incidence sur la dette nette

Variation de la dette nette totale (en millions)	2013/14	2012/13
Dette nette totale – 1 ^{er} avril	5 062 \$	4 823 \$
Exigences de la dette :		
Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	–	156
Ajustement lié au report de la centrale de Point Lepreau et intérêts sur le report	–	137
Autres dépenses en immobilisations	179	140
Remboursements de la dette au cours de l'exercice	(223)	(194)
Dette nette totale – 31 mars	5 018 \$	5 062 \$

Dépenses en capital
(en millions de dollars)



Total de la dette nette
(en millions de dollars)



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

La dette totale a diminué de 42 millions de dollars en 2013-2014 en raison des exigences suivantes :

Sorties de trésorerie

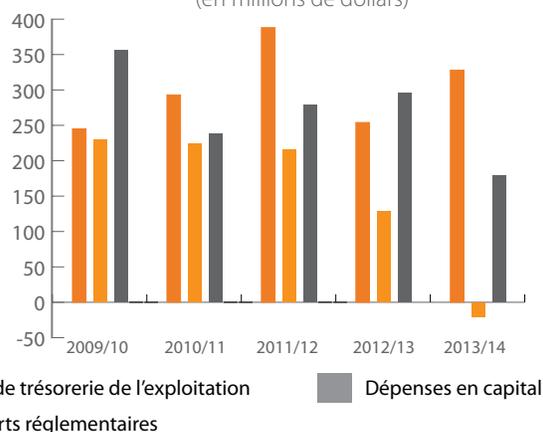
Diminution (augmentation) de la dette nette (en millions)	2013/14	2012/13
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	328 \$	254 \$
Dépenses en immobilisations moins le produit de la cession	(179)	(294)
(Diminution) augmentation du fonds de roulement, déduction faite de la dette à court terme	(45)	19
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié – versements et bénéfices	(14)	(23)
Valeur de marché des contrats d'achat à terme qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture	(5)	(3)
Paiement des allocations de retraite	(14)	-
Dépenses de déclassement	(48)	(14)
Reports réglementaires	21	(129)
Rentrées (sorties) de trésorerie	44	(190) \$
Variation de la trésorerie	(2)	5
Diminution (augmentation) de la dette totale	42 \$	(185) \$

Facteurs contribuant à la variation des flux de trésorerie

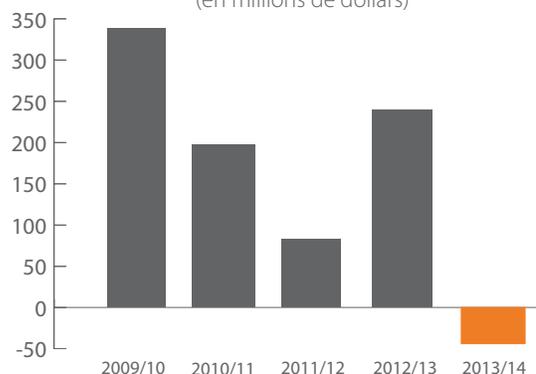
Les rentrées de trésorerie ont été de 44 millions de dollars en 2013-2014, soit une augmentation de 234 millions de dollars par rapport à 2012-2013. Les principales raisons de l'augmentation sont les suivantes :

Augmentation des rentrées de trésorerie	Raisons
Facteurs contributifs	
Augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation	Principalement l'augmentation des produits dans la province ainsi qu'à l'extérieur de la province, facteur partiellement contrebalancé par la hausse des coûts de combustible et de l'énergie achetée
Diminution des dépenses en immobilisations	Principalement l'achèvement de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau au cours de l'exercice précédent
Augmentation des reports	Principalement l'amortissement du report lié à la centrale de Point Lepreau pour un premier exercice complet en 2013_2014
Facteurs compensatoires	
Diminution des activités d'exploitation	Paiement des allocations de retraite en 2013-2014 et gain réalisé à la cession des fonds en fiducie au titre du nucléaire en 2013-2014
Diminution du fonds de roulement	Échéancier des sommes à payer et à recevoir

Volets des flux de trésorerie disponibles
(en millions de dollars)



Augmentation (diminution) de la dette
(en millions de dollars)



Dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations (en millions)	2013/14	2012/13
Dépenses en immobilisations majeures du projet	51 \$	180 \$
Dépenses en immobilisations régulières du projet	131	118
Moins les contributions des clients	(3)	(2)
Total des dépenses en immobilisations	179 \$	296 \$

Facteurs contribuant à la variation des dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations, déduction faite des contributions des clients, se sont chiffrées à 179 millions de dollars en 2013-2014. Cette diminution d'un exercice à l'autre de 117 millions de dollars ou de 40 % s'explique essentiellement par les éléments suivants :

Dépenses en immobilisations	By this amount	Due to
Facteur contributif		
Diminution	129 millions de dollars	Diminution des dépenses du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, achevé en novembre 2012, facteur partiellement contrebalancé par la hausse des dépenses liées au projet d'Eel River et du projet Réduire et déplacer la demande
Facteur compensatoire		
Augmentation	13 millions de dollars	Augmentation des dépenses en immobilisations régulières

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation (en millions)	2013/14	2012/13
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	328 \$	254 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	29 %	(38) %

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

En 2013-2014, les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ont augmenté de 74 millions de dollars pour s'établir à 328 millions de dollars. Cette augmentation résulte essentiellement de la hausse des ventes dans la province et à l'extérieur de la province, facteur partiellement contrebalancé par l'augmentation des coûts de combustible et de l'énergie achetée.

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 2014	Aucun changement n'a eu d'incidence sur les états financiers au cours de l'exercice clos le 31 mars 2014.
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. Le Conseil des normes comptables du Canada a permis aux entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer 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. Le report actuel arrive à échéance en 2014. La date de transition pour Énergie NB est avril 2015. Cela nécessitera le retraitement, à des fins comparatives, des montants déclarés par Énergie NB pour son exercice se clôturant le 31 mars 2015 et du bilan d'ouverture au 1^{er} avril 2014.

Progrès à ce jour et évaluation des incidences

Le projet de transition initial aux IFRS s'est déroulé en 2008-2009, et l'équipe de projet a effectué le travail de base avec le comité de direction en place pour aider à la gouvernance du projet. Des mises à jour de l'état du projet ont été fournies au comité d'audit.

Énergie NB a terminé les activités de diagnostic et d'évaluation du plan de transition initial. Puisque la mise en œuvre a été retardée, le projet a été suspendu durant un certain nombre d'années. Le projet reprendra, et de nouvelles activités de diagnostic et d'évaluation seront menées au cours des prochains mois. Elles viseront à évaluer toute modification depuis l'évaluation initiale.

L'évaluation initiale a permis de repérer la plupart des différences entre les PCGR du Canada et les IFRS 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. Une deuxième phase d'activités de diagnostic et d'évaluation déterminera si de nouveaux domaines sont touchés. Le cas échéant, l'incidence sur les nouveaux domaines sera abordée au cours de l'exercice 2015.

Les domaines qui présentent des différences importantes qui auront un impact sur Énergie NB comprennent les immobilisations corporelles et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Des ajustements seront apportés aux bénéfices non répartis lors de la transition.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En janvier 2014, l'IASB (International Accounting Standards Board) a publié IFRS 14, Comptes de report réglementaires. Cette norme provisoire fournit des directives en vertu des IFRS pour les entités qui ont des comptes de report réglementaires. La norme permet aux premiers adoptants admissibles de continuer à appliquer les PCGR précédents pour comptabiliser les comptes de report réglementaires. Cette norme entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016, et l'adoption anticipée est permise. L'IASB travaille à l'élaboration d'un projet exhaustif qui porte sur les comptes de report réglementaires. Énergie NB adoptera cette norme par anticipation lorsqu'elle appliquera les IFRS, pour l'exercice ouvert le 1^{er} avril 2015.

Principales estimations comptables

Veuillez vous reporter à la note 5n) des états financiers pour une liste des principales estimations comptables d'Énergie NB.



Énergie NB Power

Les états financiers combinés de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») 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 Société.

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 Société, 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 Société et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

Gaëtan Thomas,
Président et chef de la direction

Darren Murphy,
Vice-président des services d'entreprise et chef des finances



Monsieur,

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société »), qui comprennent le bilan consolidé au 31 mars 2014, et les états consolidés 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 consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés 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 consolidés 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 consolidés, 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 consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en oeuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés 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 consolidés, 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 consolidés.

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 consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2014, 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 23 juin 2014
Saint John (Nouveau-Brunswick), Canada

État consolidé des résultats

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2014		2013	
Produits				
Ventes d'énergie				
À l'intérieur de la province (note 4)	1 328	\$	1 269	\$
À l'extérieur de la province (note 7)	391		254	
Produits divers	78		74	
Gain sur les dérivés	-		8	
	1 797		1 605	
Charges				
Combustible et achats d'énergie	834		807	
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	437		449	
Amortissement et déclassement (note 8)	230		184	
Impôts (note 9)	36		39	
	1 537		1 479	
Bénéfice avant les éléments ci-dessous :	260		126	
Frais de financement (note 10)	136		143	
Reports réglementaires (notes 4 et 14)	69		(82)	
Bénéfice net	55	\$	65	\$

État consolidé des bénéfices non répartis

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2014		2013	
Bénéfices non répartis (déficit) au début de l'exercice (Note 3)	197	\$	132	\$
Bénéfice net de l'exercice	55		65	
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	252	\$	197	\$

Bilan consolidé

(en millions)

Aux 31 mars	2014	2013
Actif à court terme		
Trésorerie	3 \$	1 \$
Débiteurs	305	254
Matières, fournitures et combustible	211	206
Charges payées d'avance	8	11
Tranche à court terme de la créance à long terme (note 12)	1	1
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 26)	132	18
Tranche à court terme des actifs réglementaires (note 14)	21	20
	681	511
Immobilisations corporelles (note 15)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût (note 15)	8 381	8 244
Moins : amortissement cumulé	4 309	4 172
	4 072	4 072
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 16)	611	612
Créance à long terme (note 12)	16	17
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement (note 13)	404	376
Actifs dérivés (note 26)	25	7
Actifs réglementaires (note 14)	1 031	1,052
Autres actifs (note 17)	2	3
	2 089	2 067
Autres actifs		
Actif incorporel (note 18)	21	20
Prestations de retraite reportées (note 19)	-	19
	21	39
Actif total	6 863 \$	6 689 \$

Au nom de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick



Ed Barrett,
Président du conseil



Gaëtan Thomas,
Président et chef de la direction

Bilan consolidé

(en millions)

Aux 31 mars	2014	2013
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 20)	858 \$	\$ 687 \$
Créditeurs et charges à payer	236	227
Intérêts courus	46	50
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 21)	-	322
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 26)	13	60
	1 153	1,346
Dette à long terme (note 21)		
Débiteures	4 567	4,370
Passif reporté		
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 22)	635	587
Autres passifs reportés (note 23)	108	108
Passifs dérivés (note 26)	1	1
	744	696
Capitaux propres		
Cumul des autres éléments du résultat étendu	147	80
Bénéfices non répartis	252	197
	399	277
Total du passif et des capitaux propres	6 863 \$	6 689 \$

Engagements, éventualités et garanties (note 28)

État consolidé du résultat étendu

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2014	2013
Bénéfice net	55 \$	65 \$
Autres éléments du résultat étendu		
Gain net non réalisé sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	221	68
Amortissement des frais d'intérêts reportés	2	-
Gain net non réalisé lié à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du nucléaire	(25)	7
	198	75
Reclassement aux résultats des bénéfices des fonds en fiducie au titre du nucléaire	(25)	-
Reclassement aux résultats des dérivés réglés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(106)	51
Autres éléments du résultat étendu	67	126
Résultat étendu	122 \$	191 \$

État des autres éléments du résultat étendu

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2014	2013
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	80 \$	(46) \$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	67	126
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	147 \$	80 \$

État consolidé des flux de trésorerie

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2014	2013
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	55 \$	65 \$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds (note 24)	273	189
	328	254
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(48)	(23)
Dépenses liées au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié	(14)	(14)
Paiement des allocations de retraite	(14)	-
Reports réglementaires (note 14)	20	(129)
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(44)	19
Actifs dérivés à la valeur de marché qui ne remplissent pas les conditions requises pour la comptabilité de couverture	(5)	(4)
Frais reportés	-	1
	223	104
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite de la contribution de clients	(182)	(296)
Produit de la cession et acquisitions hors trésorerie	3	2
	(179)	(294)
Activités de financement		
Remboursement de la dette	(384)	(484)
Produit de l'émission de la dette à long terme	180	452
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	171	211
Variation du fonds d'amortissement et écart de change sur la dette	(9)	6
	(42)	185
(Sorties) rentrées nettes	2	(5)
Trésorerie au début de l'exercice	1	6
Trésorerie à la fin de l'exercice	3	1

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 avec de nouvelles filiales d'exploitation (collectivement, le « groupe de sociétés Énergie NB »). Le 1^{er} octobre 2013, Énergie NB est devenue une société de la Couronne unique et intégrée. Par l'édiction de la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick, le groupe de sociétés Énergie NB, la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick ont été fusionnés en une nouvelle société intégrée verticalement.

Énergie NB détient une filiale en propriété exclusive nommée la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick (auparavant la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick). La Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Commercialisation d'énergie NB »), une société de la Couronne, exerce des activités de commercialisation de l'énergie dans des marchés extérieurs au Nouveau-Brunswick, tant pour acheter de l'électricité aux fins de l'approvisionnement de charge au Nouveau-Brunswick et offrir des services standards à l'extérieur du Nouveau-Brunswick que pour distribuer dans d'autres territoires l'énergie excédentaire produite au Nouveau-Brunswick.

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 consolidés comprennent les comptes d'Énergie NB et de Commercialisation d'énergie NB.

3. Incidence de la fusion sur les bénéfices non répartis d'ouverture de l'exercice précédent

Le 1^{er} octobre 2013, le groupe de sociétés Énergie NB, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick ont été fusionnés pour créer Énergie NB. Toutes les entités fusionnées étaient sous le contrôle de la province du Nouveau-Brunswick, de sorte que la méthode de la continuité des intérêts communs a été utilisée pour préparer les présents états financiers. Le tableau suivant illustre l'incidence de la fusion sur les bénéfices non répartis d'ouverture de l'exercice précédent :

Bénéfices non répartis au 1^{er} avril 2013	124	\$
Incidence de la fusion :		
Bénéfices non répartis de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick	29	
Ajouter les intérêts non inclus dans le report réglementaire de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick et d'autres ajustements liés aux capitaux propres	103	
Bénéfices non répartis d'Énergie NB	(124)	
Bénéfices non répartis révisés au 1^{er} avril 2013	132	\$

En raison de la fusion et de l'utilisation de la méthode de la continuité des intérêts communs, certains chiffres de l'exercice précédent ont changé.

4. Réglementation des tarifs

Énergie NB est une entreprise de service public à tarifs réglementés. Les principaux éléments de la réglementation d'Énergie NB sont les suivants :

- À compter du 1er avril 2015 et pour chaque exercice subséquent, Énergie NB doit présenter à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CESP ») une demande d'approbation du barème de tarifs proposés pour ses services. Pour l'exercice 2014-2015, une hausse de deux pour cent a été approuvée par voie législative.
- Énergie NB doit présenter à la CESP une demande d'approbation du tarif de transport permettant le libre accès ou pour toute modification du tarif d'accès ouvert au réseau de transport (TAORT). Énergie NB doit présenter, au moins tous les trois ans, une demande à la CESP en vue de faire approuver ses besoins en revenus afférents au transport, qui doivent lui fournir des recettes suffisantes pour couvrir ses coûts et obtenir un rendement de 10 à 12 pour cent sur une structure financière réputée être composée de 65 pour cent de créances et de 35 pour cent de capital.
- Énergie NB doit présenter à la CESP une demande d'approbation de son plan intégré des ressources en 2014-2015, et au moins tous les trois ans par la suite.
- À titre informatif, Énergie NB doit présenter à la CESP en 2014-2015 et chaque exercice par la suite un plan stratégique, financier et d'immobilisations visant les dix prochains exercices.
- Énergie NB doit présenter à la CESP une demande d'approbation pour les projets d'immobilisations de plus de 50 millions de dollars et pour le total de tous les projets de moins de 50 millions de dollars.

Actifs et passifs réglementaires

Des actifs ou des passifs réglementaires peuvent découler du processus d'établissement des tarifs.

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.

Provision pour fonds utilisés durant la construction

Au 31 mars 2014, Énergie NB affichait un actif réglementaire lié à la provision pour fonds utilisés durant la construction, lequel est inclus dans les immobilisations corporelles au titre des actifs liés au transport (se reporter à la note 15). La CESP permet que la provision pour fonds utilisés durant la construction en cours soit capitalisée mensuellement en ce qui a trait aux projets d'immobilisations. La provision pour fonds utilisés durant la construction est établie selon le coût moyen pondéré du capital d'Énergie NB et elle est amortie sur la durée de vie future de l'actif connexe. Elle devrait être recouvrable à même le TAORT.

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Pour ce qui est du report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, le projet est réputé prudent aux termes de la Loi sur l'électricité et les coûts et les charges comptabilisés dans le compte de report sont réputés prudents et nécessaires pour réaliser le projet.

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 la centrale de Point Lepreau;
- les coûts d'achat de l'énergie de remplacement engagés au cours de la période de remise à neuf;

Ces montants seront :

- Les coûts sont compris dans les tarifs actuels

Ces montants seront

- recouverts auprès des clients sur la durée de vie utile de la centrale remise à neuf;
- reflétés dans les frais, les tarifs et les droits demandés aux clients (paragraphe 139.4 de la *Loi sur l'électricité*).

4. Réglementation des tarifs (suite)

Règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S. A. (« PDVSA »)

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.

Au cours de l'exercice 2007-2008, 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 restante (23 ans au moment du règlement, 16 ans au 31 mars 2014) 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 d'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 Énergie NB.

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) se serait présenté(e) comme suit :

	2014	2013
Bénéfice net	55	65
Moins : ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	69	(82)
Moins : intérêts sur le report (réduction des frais de financement)	(49)	(47)
Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire	75	(64)

5. Principales conventions comptables

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

- | | |
|---|---|
| a. Stocks de matières, de fournitures et de combustible | h. Allocations de retraite |
| b. Immobilisations corporelles | i. Programmes de retraite anticipée |
| c. Actif incorporel | j. Produits |
| d. Opérations de change | k. Instruments financiers |
| e. Dette à long terme | l. Dérivés |
| f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | m. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables |
| g. Régimes de retraite | n. 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.

5. Principales conventions comptables (suite)

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'oeuvre 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 pour ce qui est des actifs liés au transport, pour lesquels 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.

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 CESP (auparavant la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick).

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.

5. Principales conventions comptables (suite)

b. Immobilisations corporelles (suite)

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	De 10 à 57
Centrales hydroélectriques	De 9 à 100
Centrales thermiques	De 6 à 53
Centrales à turbine à combustion	De 10 à 40
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

Constatation des pertes de valeur

Énergie NB 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 (se reporter à la 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.

5. Principales conventions comptables (suite)

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 5 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

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.

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.

Énergie NB met périodiquement ses calculs à jour en raison :

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

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 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 2014 :

- 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 2014;
- les coûts de déclassement 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 coûts liés au stockage de 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 déclassement des centrales nucléaire et thermiques.

5. Principales conventions comptables (suite)

f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (suite)

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 déclassement des centrales nucléaires et thermiques. Plus précisément, la charge de désactualisation est :

- calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit d'Énergie NB (se reporter à la note 22 pour connaître le taux d'actualisation);
- incluse dans la charge d'amortissement.

Centrales hydroélectriques et actifs des réseaux de transport et de distribution

Aucune date de mise hors service ne peut être déterminée pour les centrales hydroélectriques ni pour les actifs des réseaux de transport et de distribution. 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 hydroélectrique*
Énergie NB 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*
Énergie NB 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 qu'Énergie NB 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

Les employés d'Énergie NB souscrivent au Régime à risques partagés dans les services publics (RRPSP) de la province du Nouveau-Brunswick.

Il s'agit d'un régime interentreprises à prestations déterminées. Les cotisations sont versées par Énergie NB et les employés. Étant donné le passage au RRPSP, l'attribution des actifs et des passifs d'Énergie NB n'est plus valide, de sorte que l'information requise pour comptabiliser le régime selon la méthode de comptabilisation des régimes à prestations déterminées n'est plus disponible. Le RRPSP est donc comptabilisé selon la méthode de comptabilisation des régimes à cotisations déterminées.

Les anciens salariés de Mine Reclamation Inc. souscrivent au Régime de pension de retraite des employés de NB Coal Limited, un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour les anciens employés.

h. Allocations de retraite

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 anticipé

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.

5. Principales conventions comptables (suite)

j. Produits

Constatation des produits

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.

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"> • Résidentielle • Usage général • Majeure partie de la clientèle industrielle 	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"> • Transport industriel • Commerce de gros • À l'extérieur de la province 	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/créditeurs).

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. Énergie NB 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;
- la tranche des fonds distincts en gestion commune;
- 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.

5. Principales conventions comptables (suite)

k. Instruments financiers (suite)

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 en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié;
- la tranche à revenu fixe des fonds distincts.

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"> • 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; • les gains et les pertes sont transférés en résultat net au moment de leur réalisation.
Actifs pour lesquels aucun cours n'est disponible sur un marché actif	carried at cost

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 d'Énergie NB, 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

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.

5. Principales conventions comptables (suite)

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, Énergie NB 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

Énergie NB 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 Énergie NB sont admissibles à la comptabilité de couverture. Pour déterminer quels instruments sont admissibles à la comptabilité de couverture, Énergie NB 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 :

- Énergie NB 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. 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.

Les placements d'Énergie NB dans des fonds au titre du nucléaire comprennent un placement dans un fonds en gestion commune dont Énergie NB est le principal bénéficiaire; par conséquent, Énergie NB a consolidé les placements sous-jacents de ce fonds.

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

5. Principales conventions comptables (suite)

m. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables (suite)

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 Énergie NB 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 2014, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 70 millions de dollars, comparativement à 51 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2013.

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

n. 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.

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

Note	Estimation
Note 5b	Immobilisations corporelles
Note 5j	Produits (estimations des montants facturés)
Note 8	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

6. Modifications de conventions comptables

Modifications de conventions au cours de l'exercice clos le 31 mars 2014

Au cours de l'exercice clos le 31 mars 2014, 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 oeuvre des IFRS ainsi que leur incidence sur Énergie NB.

Dates importantes

Date	Événement
1 ^{er} avril 2015	Date de transition pour Énergie NB À des fins de comparaison, il sera nécessaire de procéder au retraitement des montants présentés par Énergie NB pour son exercice se clôturant le 31 mars 2015 ainsi que du bilan d'ouverture au 1 ^{er} avril 2014.

7. Produits provenant de l'extérieur de la province

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

	2014		2013	
Clients aux États-Unis	267	\$	\$ 150	\$
Clients au Canada	124		104	
Produits provenant de l'extérieur de la province	391	\$	\$ 254	\$

8. Amortissement et déclassement

	2014		2013	
Amortissement	198	\$	153	\$
Déclassement	32		31	
Amortissement et déclassement	230	\$	184	\$

9. Impôts

	2014		2013	
Impôts fonciers	20	\$	22	\$
Impôts sur les services publics et les emprises	16		17	
Impôts	36	\$	39	\$

10. Frais de financement

	2014		2013	
Intérêts débiteurs	222	\$	249	\$
Moins les revenus tirés des fonds en fiducie, du fonds d'amortissement et des autres placements	(87)		(40)	
	135		209	
Frais de gestion du portefeuille de la dette	32		31	
(Gains) pertes de change	22		2	
	189		242	
Moins les intérêts capitalisés	(53)		(99)	
Frais de financement	136	\$	143	\$

Intérêts versés au cours de l'exercice

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 227 millions de dollars, comparativement à 254 millions de dollars en 2013. Les intérêts perçus sur les placements et les bénéfices liés au fonds d'amortissement au cours de l'exercice se chiffrent à 89 millions de dollars, comparativement à 38 millions de dollars en 2013.

11. Gestion du capital

L'objectif d'Énergie NB 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 d'Énergie NB sont conclus avec la province du Nouveau-Brunswick. Énergie NB est essentiellement financée au moyen de capitaux empruntés.

La structure du capital d'Énergie NB comprend les éléments suivants :

Aux 31 mars	2014		2013	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	-	\$	322	\$
Moins : trésorerie	(3)		(1)	
	(3)		321	
Dette à court terme	858		687	
Dette à long terme	4 567		4 370	
Passif dérivé lié à la dette	-		60	
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	(404)		(376)	
Total de la dette nette ¹	5 018		5 062	
Bénéfices non répartis	252		197	
Total du capital	5 270	\$	5 259	\$
Pourcentage de la dette nette ¹ dans la structure du capital	95	%	96	%

¹ La dette nette comprend la dette à long terme, la dette à court terme, les dérivés liés à la dette, le montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement et la trésorerie.

12. Créance à long terme

En 2013, Énergie NB a vendu certains 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. La transaction a donné lieu à une créance à long terme dont 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	2014	2013
Solde d'ouverture	18 \$	18 \$
Paiements effectués	(1)	-
	17	18
Moins : tranche à court terme	(1)	(1)
Solde de clôture	16 \$	17 \$

13. Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement

Conformément à l'article 12 de la Loi sur les emprunts de la province, le ministre des Finances doit garder un fonds d'amortissement pour garantir le paiement d'une dette consolidée. Chaque année, Énergie NB doit verser à la province du Nouveau-Brunswick un pour cent du montant de sa dette encore dû. Ces sommes seront remises à Énergie NB à l'échéance de la dette émise correspondante.

Le tableau suivant présente le détail du fonds d'amortissement pour les exercices clos les 31 mars :

	2014	2013
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement, au début de l'exercice	376 \$	378 \$
Bénéfices liés au fonds d'amortissement	16	16
Gains de change	22	4
Paiements	46	47
Remboursements	(56)	(69)
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement, à la fin de l'exercice	404 \$	376 \$

14. Actifs et passifs réglementaires

Énergie NB a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 1 052 millions de dollars au 31 mars 2014, comparativement à 1 072 millions de dollars au 31 mars 2013. Le tableau suivant présente un rapprochement des deux actifs réglementaires.

Actif (passif) réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA	2014		2013	
Solde d'ouverture	52	\$	53	\$
Ajustement au titre du report dans l'état des résultats				
Amortissement et économie au titre des intérêts	(26)		(27)	
Avantage échelonné pour les clients ²	23		236	
	(3)		(4)	
Intérêts sur le report	2		3	
	(1)		(1)	
Solde de clôture	51	\$	52	\$
Actif réglementaire – Report lié à la centrale de Point Lepreau	2014		2013	
Solde d'ouverture	1 020	\$	890	\$
Solde d'ouverture				
Coûts engagés au cours de la période	-		132	
Coûts additionnels liés à l'approvisionnement en énergie	-		100	
Compensation pour les coûts inclus dans les tarifs actuels	-		(123)	
Amortissement au titre du report	(66)		(23)	
	(66)		86	
Intérêts sur le report	47		44	
Solde de clôture	1 001	\$	1 020	\$
Tranche à court terme des actifs réglementaires ³	21		20	
Tranche à long terme des actifs réglem	1 031		1 052	
Total des actifs réglementaires	1 052	\$	1 072	\$
Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	2014		2013	
Règlement de la poursuite contre PDVSA	3	\$	4	\$
Report lié à la centrale de Point Lepreau	66		(86)	
Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	69	\$	(82)	\$

² 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 10 prochaines années.

³ Représente les montants à recevoir des clients durant l'exercice considéré.

15. Immobilisations corporelles

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

	2014			2013		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Centrales électriques	6 021 \$	3 098 \$	2 923 \$	6 006 \$	2 990 \$	3 016 \$
Réseau de transport	404	211	193	398	206	192
Postes et sous-stations	559	313	246	545	314	231
Réseau de distribution	914	461	453	875	447	428
Bâtiments et immeubles	67	41	26	64	40	24
Systèmes informatiques	138	123	15	138	115	23
Véhicules	82	45	37	80	43	37
Actifs divers	41	17	24	41	17	24
Construction en cours	155	–	155	97	–	97
Total	8 381 \$	4 309 \$	4 072 \$	8 244 \$	4 172 \$	4 072 \$

Le montant imputé au titre du coût des capitaux propres (provision pour fonds utilisés durant la construction) pour 2014 s'est établi à 1 million de dollars, comparativement à 1 million de dollars en 2013.

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

Ci-après sont présentés les fonds distincts constitués par Énergie NB au titre du déclasserment 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 d'Énergie NB;
- l'état des fonds d'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 « CCSN ») exige qu'Énergie NB 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 d'Énergie NB

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 déclasserment 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 2013-2014 s'est établi à néant (néant pour l'exercice 2012-2013).
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, Énergie NB est tenue 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 2013-2014 s'est établi à 5 millions de dollars (5 millions de dollars pour l'exercice 2012-2013).

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

État des fonds d'Énergie NB

Le tableau suivant présente l'état de chaque fonds.

	2014	2013
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires		
Fonds distinct au titre du déclassement	267 \$	199 \$
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	236	310
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	108	103
	344	413
Total des fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié⁴	611 \$	612 \$

17. Autres actifs

Énergie NB 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 d'Énergie NB. Conformément à cet accord, Énergie NB percevra des redevances sur la vente des cendres transformées sur la durée de l'accord. De plus, l'enlèvement des cendres volantes par un tiers réduit les coûts d'élimination et de stockage d'Énergie NB. L'investissement est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de l'accord.

	2014	2013
Installation de séparation de cendres	2 \$	3 \$

18. Actif incorporel

En 2008, Énergie NB 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).

Les autres actifs incorporels comprennent :

- une liste de clients dans le cadre de l'acquisition d'activités liées aux chauffe-eau auprès d'un tiers. L'acquisition visait des chauffe-eau et la 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;
- des licences d'un logiciel de planification des ressources de l'entreprise qui sont amorties sur six ans.

⁴ Comprend un ajustement découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 59 millions de dollars au 31 mars 2014, comparativement à 107 millions de dollars au 31 mars 2013.

18. Actif incorporel (suite)

	2014	2013
Actif incorporel _ Nepisiguit Falls	22 \$	22 \$
Amortissement cumulé _ Nepisiguit Falls	(3)	(3)
	19	19
Autres actifs incorporels	2	1
Amortissement cumulé _ autres actifs incorporels	-	-
	2	1
	21 \$	20 \$

19. Prestations de retraite reportées

Ci-après sont présentés des renseignements détaillés sur les prestations de retraite reportées d'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.

Régimes de retraite en vigueur

Le 1^{er} janvier 2014, la province du Nouveau-Brunswick a converti le Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick en un régime à risques partagés nommé le Régime à risques partagés dans les services publics (RRPSP). Les employés d'Énergie NB souscrivent au RRPSP, qui est décrit à la note 5 g). Une évaluation actuarielle du régime a été effectuée au 1^{er} janvier 2014. En raison des changements importants apportés au régime, l'attribution des actifs et des passifs d'Énergie NB n'est plus valide, de sorte que l'information requise pour comptabiliser le régime selon la méthode de comptabilisation des régimes à prestations déterminées n'est plus disponible. Le RRPSP est donc comptabilisé selon la méthode de comptabilisation des régimes à cotisations déterminées.

Les anciens employés de Mine Reclamation Inc. souscrivent au Régime de pension de retraite des employés de NB Coal Limited. Les actifs et les passifs au titre de ce régime sont calculés au 31 mars 2014. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du Régime de pension de retraite des employés de NB Coal Limited est datée du 1^{er} janvier 2011. La prochaine évaluation doit être terminée au 1^{er} janvier 2014 (au cours de l'exercice 2014-2015).

Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction à l'égard du Régime de pension de retraite des employés de NB Coal Limited sont les suivantes :

	2014 (%)	2013 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	3.80	3.60
Taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime	3.80	3.60

19. Prestations de retraite reportées (suite)

Coûts

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

	2014	2013
Coût des services rendus au cours de l'exercice	- \$	27 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	-	79
(Gain réel) sur l'actif au titre du régime	-	(93)
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif au titre du régime	-	17
Pertes actuarielles sur l'obligation au titre des prestations constituées	-	320
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)
Amortissement de l'actif transitoire	-	(3)
Perte liée au règlement	19	-
Cotisations	18	-
	37 \$	55 \$

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 d'Énergie NB de ces régimes se résument comme suit aux 31 mars :

	2014	2013
Actifs du fonds de retraite à la juste valeur	5 \$	1 184 \$
Obligation au titre des prestations constituées	(5)	(1 977)
Déficit du régime de retraite	-	(793)
Actif transitoire non amorti	-	(10)
Pertes non amorties	-	822
Prestations de retraite reportées	- \$	19 \$

20. Dette à court terme

Énergie NB emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la province du Nouveau-Brunswick. Au 31 mars 2014, la dette à court terme envers la province du Nouveau-Brunswick était de 858 millions de dollars, comparativement à 687 millions de dollars au 31 mars 2013.

21. Dette à long terme

Énergie NB emprunte des fonds auprès de la province du Nouveau-Brunswick pour financer ses obligations à long terme. Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard de la dette à long terme d'Énergie NB 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 :

	2014	2013
Débitures détenues par la province du Nouveau-Brunswick	4 566 \$	4 687 \$
Prêt commercial	-	2
	4 566	4 689
Escomptes et primes non amortis	1	3
	4 567	4 692
Moins : tranche à court terme	-	(322)
Dette à long terme	4 567 \$	4 370 \$

Échéances

Les dates d'échéance des débitures se situent entre 2015 et 2065. Les débitures seront payées en totalité à leur date d'échéance.

Taux d'intérêt

Toutes les débitures, sauf deux, portent intérêt à des taux fixes variant de 2,15 % à 9,75 %. Au 31 mars 2014, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débitures en cours était de 4,55 %, comparativement à 4,80 % au 31 mars 2013. L'exception consiste de deux émissions de débiture 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 2014, le taux CDOR majoré de 4 points de base s'établissait à 1,306 %.

Frais de gestion du portefeuille de la dette

Énergie NB paie à la province du Nouveau-Brunswick des frais annuels de gestion du portefeuille de la dette se chiffrant à 0,65 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme, moins le solde du montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement (note 13), en début d'exercice.

21. Dette à long terme (suite)

Remboursements de capital

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

Exercice se clôturant le	Remboursement de capital
31 mars 2015 – tranche à court terme	– \$
31 mars 2016	580
31 mars 2017	400
31 mars 2018	420
31 mars 2019	230
31 mars 2020 et par la suite	2 936
Tranche à long terme	4 566 \$

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 d'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.

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

Hypothèses utilisées pour le calcul des passifs

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

	Thermal decommissioning	Déclassement de la centrale nucléaire	Gestion du combustible nucléaire irradié
Montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif			
• 2014	175 \$	951 \$	703 \$
• 2013	165 \$	925 \$	676 \$
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 mise à jour des estimations et 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	7,1%	7,1%	7,1%
• pour la constatation initiale du passif	4,3% to 6,3%	4,3% to 5,9%	4,3% to 5,9%
• pour la constatation ultérieure du passif additionnel			
Taux d'indexation utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	1,8% to 2,5%	2,0%	1,9% to 4,1%

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

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 :

Regulatory asset - Point Lepreau Generating Station deferral	2014		2013	
Passif au titre du déclassement des centrales thermiques				
Solde au début de l'exercice	106	\$	114	\$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	14		(4)	
Plus : charge de désactualisation	6		6	
Moins : dépenses	(10)		(10)	
Solde à la fin de l'exercice	116	\$	106	\$
Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire				
Solde au début de l'exercice	198	\$	164	\$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	7		24	
Plus : charge de désactualisation	11		10	
Solde à la fin de l'exercice	216	\$	198	\$
Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié				
Solde au début de l'exercice	283	\$	271	\$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	7		-	
Plus : charge de désactualisation	15		15	
Moins : dépenses	(2)		(3)	
Solde à la fin de l'exercice	303	\$	283	\$
Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié	635	\$	587	\$

23. Passifs reportés – autres

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des autres passifs reportés d'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.

Le tableau suivant présente un sommaire des autres passifs reportés d'Énergie NB.

	2014	2013
Programmes de retraite anticipée	68 \$	69 \$
Programme d'allocations de retraite	28	26
Autres avantages sociaux futurs à payer	8	7
Remise en état des terres	1	3
Obligation environnementale	10	10
	115	115
Moins : montants échéant à moins de un an ⁵	(7)	(7)
Passifs reportés – autres	108 \$	108 \$

Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme il en est fait mention à la note 5 i), Énergie NB offre un programme de retraite anticipée sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1er avril 2012.

Le tableau suivant présente :

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

	2014	2013
Hypothèses		
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer le passif au titre des prestations de retraite anticipée	4.20 %	4.30 %
Coût		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	3 \$
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	5	5
Coûts constatés pour l'exercice	6 \$	8 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	86 \$	\$89
Pertes non amorties	(18)	(20)
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	68 \$	69 \$

⁵ Les montants échéant à moins de un an sont inclus dans les créditeurs et charges à payer.

23. Passifs reportés – autres (suite)

Passif au titre des allocations de retraite

Comme il en est fait mention à la note 5 h), Énergie NB offre un programme d'allocations de retraite sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1er avril 2012. En 2013, Énergie NB a annoncé l'abandon graduel des allocations de retraite destinées aux employés non syndiqués et aux employés syndiqués des services généraux. L'accumulation des années de service aux fins du calcul de l'allocation de retraite a cessé le 30 avril 2013, ce qui a entraîné la réduction et le règlement du régime d'allocations de retraite.

Hypothèse

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2014 (%)	2013 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	4,20	4,30
Augmentations salariales prévues	2,50	2,50

Le tableau suivant présente :

- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation d'Énergie NB à la fin de l'exercice.

	2014	2013
Coûts constatés pour l'exercice		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2 \$	2 \$
Intérêt sur le passif au titre des allocations de retraite	5	4
Perte liée à la réduction du régime	5	-
Perte liée au règlement du régime	4	-
Coûts constatés pour l'exercice	16 \$	6
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	41 \$	49 \$
Pertes non amorties	(13)	(23)
Passif au titre des allocations de retraite	28 \$	26 \$

23. Passifs reportés – autres

Obligation environnementale

Énergie NB a un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Énergie NB 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 :

	2014	2013
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.

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 :

	2014	2013
Amortissement, déclassement et gain ou perte sur cession	238 \$	162 \$
Avantages sociaux futurs, moins la capitalisation connexe	35	27
	273 \$	189 \$

25. Opérations entre apparentés

La province du Nouveau-Brunswick est un apparenté d'Énergie NB.

Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement

Au 31 mars 2014, Énergie NB avait un montant à recevoir de 404 millions de dollars de la province du Nouveau-Brunswick au titre du fonds d'amortissement, comparativement à 376 millions de dollars en 2013.

25. Opérations entre apparentés (suite)

Dettes

Énergie NB avait une dette à payer à la province du Nouveau-Brunswick (notes 20 et 21).

Paiements à la province du Nouveau-Brunswick

Au cours de l'exercice, Énergie NB a payé à la province du Nouveau-Brunswick des impôts fonciers ainsi que des impôts sur les services publics et les emprises de 36 millions de dollars, comparativement à 39 millions de dollars en 2013 (note 9). Énergie NB a également fait des paiements à la Société de gestion des placements du Nouveau-Brunswick à l'égard des régimes de retraite (note 19).

26. Instruments financiers

Un instrument financier [se reporter à la note 5 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/ créiteurs).

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, qui sont les suivants :

- Niveau 1 : évaluation au moyen de données correspondant aux prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques;
- Niveau 2 : évaluation au moyen de modèles internes utilisant des prix du marché observables comme données;
- Niveau 3 : évaluation au moyen de modèles internes utilisant des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

Dates d'évaluation

Pour tous ses actifs et ses passifs financiers, Énergie NB présente la juste valeur au 31 mars 2014.

Instruments financiers en cours

Ci-après sont présentés les instruments financiers en cours d'Énergie NB au 31 mars 2014, 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 d'électricité
- d. Autres actifs et passifs financiers

26. Instruments financiers (suite)

a. Dette à long terme

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

Aux 31 mars, la dette à long terme d'Énergie NB se détaillait comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2014	2013
Coût (se reporter à la note 21)		4 567 \$	4 692 \$
Juste valeur	2	4 947 \$	5 286 \$

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

Les fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié sont composés des trois fonds suivants : le Fonds distinct au titre du déclassement des installations nucléaires, le Fonds distinct au titre de la gestion de combustible irradié et le Fonds en fiducie au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire.

Le Fonds distinct au titre du déclassement des installations nucléaires et le Fonds distinct au titre de la gestion de combustible irradié sont inscrits au bilan à la juste valeur selon les catégories suivantes :

Type de placement	Catégorie
Titres à revenu fixe	Disponibles à la vente
Fonds en gestion commune	Détenus à des fins de transaction

Le Fonds en fiducie au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire est classé comme disponible à la vente.

Aux 31 mars, la juste valeur des fonds se détaillait comme suit :

	2014	2013
Coût	552 \$	505 \$
Juste valeur – niveau 1	473 \$	612 \$
Juste valeur – niveau 2	138 \$	- \$
Total de la juste valeur (se reporter à la note 16)	611 \$	612 \$
Gain lié à la valeur de marché	59 \$	107 \$

26. Instruments financiers (suite)

c. c. Instruments dérivés⁶

i. Contrats de change

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

Énergie NB 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, Énergie NB détenait des contrats échéant au cours des 42 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2014	2013
Engagements d'achat nets (en millions de \$ US)		291 \$	429 \$
Taux de change moyen pondéré (\$ US/\$ CA)		1,0321	1,0229
Juste valeur (du passif)	2	23 \$	2 \$

ii. Contrats de mazout lourd

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

Énergie NB couvre son exposition prévue aux fluctuations du coût du mazout lourd. Au 31 mars 2014, Énergie NB n'avait aucun contrat en cours.

iii. Contrats de gaz naturel

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

Énergie NB couvre son exposition prévue aux variations des prix du gaz naturel. Aux 31 mars, Énergie NB détenait des contrats échéant au cours des 12 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2014	2013
Notionnel net (en MBTU)		6,3 \$	20,6 \$
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MBTU)		4,82	4,74
Juste valeur (du passif) de l'actif	2	13 \$	(1) \$

iv. Contrats d'électricité

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

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

Aux 31 mars, Énergie NB détenait des contrats d'achat d'électricité échéant au cours des 33 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2014	2013
Notionnel (en millions de MWh)		4,3 \$	5,2 \$
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		51,26	48,82
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	107 \$	22 \$

⁶ Un actif dérivé représente une position de valeur de marché favorable, alors qu'un passif dérivé représente une position de valeur de marché défavorable.

26. Instruments financiers (suite)

d. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers du bilan 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 2014. 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 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	-	23	-	13	96	132
Tranche à long terme des actifs dérivés	-	5	-	-	20	25
Fonds au titre du nucléaire évalués à la valeur de marché (note 16)	59	-	-	-	-	59
Tranche à court terme des passifs dérivés	-	(5)	-	-	(8)	(13)
Tranche à long terme des passifs dérivés	-	-	-	-	(1)	(1)
Actifs (passifs)	59	23	-	13	107	202

L'incidence des instruments financiers au 31 mars 2014 correspond à un actif net de 202 millions de dollars (se reporter au tableau précédent). Le montant de 202 millions de dollars a été constaté dans le bilan et comprend :

- un montant de 11 millions de dollars comptabilisé dans les bénéfices non répartis;
- un gain de 147 millions de dollars constaté dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

La tranche résiduelle de 44 millions de dollars est liée aux intérêts reportés inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sera amortie sur la durée de vie restante de la dette connexe.

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
Solde au 1 ^{er} avril 2013	-	-	-	3	1	4
Ajustements liés aux instruments de couverture de l'exercice considéré	2	1	-	(2)	6	7
Solde au 31 mars 2014	2	1	-	1	7	11

26. Instruments financiers (suite)

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	Gaz naturel	Électricité	Amortissement des intérêts reportés	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} avril 2013	107	2	(4)	21	(46)	80
Incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré	(50)	20	16	79	2	67
Solde au 31 mars 2014	57	22	12	100	(44)	147

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, Énergie NB :

- 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 d'Énergie NB qui l'exposaient au risque de crédit aux 31 mars :

Actif financier	Designated category	2014 Fair value	2013 Fair value
Trésorerie	Détenus à des fins de transaction	3 \$	1 \$
Débiteurs	Prêts et créances	306	254
Créance à long terme	Détenus à des fins de transaction	17	18
Actifs dérivés	Détenus à des fins de transaction	157	25
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	Détenus à des fins de transaction et disponibles à la vente	611	612
		1 094 \$	910 \$

Trésorerie

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

27. Gestion du risque lié aux instruments financiers (suite)

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, Énergie NB 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 Énergie NB aux 31 mars, en nombre de jours.

Débiteurs	2014	2013
Comptes clients		\$
Créances clients – courantes	235 \$	187
De 61 à 90 jours	3	2
Plus de 90 jours	6	6
	244	195
Provision pour créances douteuses	(5)	(5)
Débiteurs divers ⁷	67	64
	306 \$	254 \$

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	2014	2013
Solde au début de l'exercice	5 \$	5 \$
Augmentation au cours de l'exercice	4	4
Recouvrement de mauvaises créances au cours de l'exercice	1	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, Énergie NB demande des dépôts ou exige des lettres de crédit.

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

Énergie NB 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.

⁷ Les débiteurs divers comprennent les ventes non liées à l'électricité, les montants courus et les règlements de couverture à recevoir.

27. Gestion du risque lié aux instruments financiers (suite)

Actifs dérivés

Énergie NB conclut des opérations sur instruments financiers dérivés seulement avec des contreparties qui ont un haut degré de solvabilité. Toutes les contreparties liées aux positions en cours d'Énergie NB ont une cote de crédit de première qualité qui leur a été attribuée par une agence de notation externe.

Énergie NB :

- 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 2014, 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 d'Énergie NB varie en raison des fluctuations des prix du marché.

Énergie NB est exposée 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.

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

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 2014.

(en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice ⁸	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu
Taux de change et taux d'intérêt		
Variation de 0,01 \$ du taux de change \$ CA/\$ US	- \$	3 \$
Variation de 0,5 % des taux de la dette à court terme	1	-
Variation de 0,25 % du rendement des placements	1	14
Prix des marchandises		
Variation de 1 \$/MBTU du prix du gaz naturel	-	6
Variation de 5 \$/MWh du prix de l'électricité	-	22

⁸ 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.

27. Gestion du risque lié aux instruments financiers (suite)

Risque d'illiquidité

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

Énergie NB 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 d'Énergie NB au 31 mars 2014 et pour les exercices futurs :

Passif financier	Valeur comptable	Flux de trésorerie contractuels	2015	2016	2017	2018 et par la suite
Dette à court terme	\$ 858	\$ 858	\$ 858	\$ -	\$ -	\$ -
Créditeurs et charges à payer	237	237	237	-	-	-
Intérêts courus	46	46	46	-	-	-
Passifs dérivés	14	14	13	1	-	-
Dette à long terme	4,567	4,566	-	580	400	3,586
Intérêt sur la dette à long terme	-	2,608	208	204	178	2,018
	5 722	\$ 8 329	\$ 1 362	\$ 785	\$ 578	\$ 5 604

Énergie NB 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 1^{er} avril 2013, Énergie NB a conclu un contrat de location-exploitation visant l'utilisation des installations portuaires à Belledune. Le contrat est d'une durée 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.

Centrale de Courtenay Bay

Ci-après sont présentés des renseignements sur les contrats conclus par Énergie NB 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

Énergie NB 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.

28. Engagements, éventualités et garantiesuarantees (suite)

Achat d'énergie et accès au transport d'énergie

Énergie NB a conclu d'autres ententes 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.

Énergie NB 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 1er 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

Énergie NB 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.

Ententes d'achat d'énergie

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

Durée initiale de l'entente	Date d'échéance	Quantité d'énergie visée	Portée de l'entente 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

Énergie NB a conclu une entente de vente d'énergie et de cession de droits de transport en novembre 2012. La prise minimale sera de 1 500 000 MWh pour chacune des cinq prochaines années.

Entente d'approvisionnement en combustible – Coleson Cove

Approvisionnement

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

Livraison

Énergie NB 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.

28. Engagements, éventualités et garantiesuarantees (suite)

Entente d'approvisionnement en combustible – Belledune

Approvisionnement

Énergie NB 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 2014-2015, environ 320 000 tonnes à 113 \$ la tonne;
- En 2015-2016, environ 320 000 tonnes seront livrées à 77,50 \$ la tonne;
- En 2016-2017, environ 256 000 tonnes seront livrées à un prix variable.

Contrat de gypse

Énergie NB 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, Énergie NB 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.

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. Jusqu'à maintenant, les travaux liés au déplacement des matières de la cellule de la phase 1 ont été achevés et les travaux d'évaluation du risque écologique et d'élaboration de solutions potentielles de gestion des sédiments se poursuivent à l'égard de la zone touchée.

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 1^{er} janvier 2012. Quatre contrats sont actuellement en place relativement au programme. Du 1^{er} avril 2012 au 31 mars 2014, 779 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

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 d'Énergie NB, ne devraient pas avoir d'incidence défavorable importante sur sa situation financière.

État de la production

(en millions de kWh)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09
Hydroélectrique	3 079	2 585	3 582	3 132	3 221	3 172
Thermique	4 020	3 273	3 823	4 453	6 303	8 089
Nucléaire	4 881	1 598	-	-	-	-
Turbine à combustion	5	7	2	2	1	3
Achats	7 989	10 595	9 780	9 546	6 772	5 295
Total brut des achats et de la production	19 974	18 058	17 187	17 133	16 297	16 559
Service de la tranche	684	515	355	414	491	535
Total net des achats et de la production	19 290	17 543	16 832	16 719	15 806	16 024
Pertes - transformateur et transport	596	539	568	709	647	757
Total de l'énergie disponible pour distribution	18 694	17 004	16 264	16 010	15 159	15 267

État des ventes

(en millions de kWh)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09
En gros	1 263	1 186	1 106	1 128	1 145	1 207
Industriel	4 365	4 382	4 364	4 341	4 164	4 362
Usage général	2 396	2 310	2 334	2 294	2 304	2 372
Residentiel	5 291	4 932	4 983	4 840	4 857	5 036
Réverbères	73	75	75	75	75	75
Total des ventes provinciales	13 388	12 885	12 862	12 678	12 545	13 052
Interconnexions	4 966	3 725	3 132	2 994	2 326	1 891
Total des ventes	18 354	16 610	15 994	15 672	14 871	14 943
Pertes de distribution	340	394	270	338	288	324
Total de l'énergie distribuée et vendue	18 694	17 004	16 264	16 010	15 159	15 267

État des Revenue

(en millions de kWh)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09
En gros	109 \$	103 \$	96 \$	97 \$	96 \$	98 \$
Industriel	310	321	306	311	294	307
Usage général	278	257	271	264	254	250
Residentiel	607	564	569	551	540	539
Réverbères	24	24	24	23	23	25
Total des ventes provinciales	1 328	1 269	1 266	1 246	1 207	1 219
Interconnexions	391	254	225	250	229	217
Ventes d'énergie	1 719	1 523	1 491	1 496	1 436	1 436
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	-	8	-	(22)	49	(145)
Divers	78	74	65	51	59	73
Recettes de transport	-	-	90	91	91	89
Total des recettes	1 797 \$	1 605 \$	1 646 \$	1 616 \$	1 635 \$	1 453 \$

État de la production provinciale

(en millions de kWh)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Hydroélectricité	2 667	2 550	3 324	3 066	3 205
Charbon et coke de pétrole	2 733	2 326	2 683	2 672	2 952
Mazout lourd	391	224	288	875	1 851
Nucléaire	4 302	1 312	-	-	-
Achats ¹	4 025	7 456	7 357	7 085	5 473
Total net des achats et de la production	14 118	13 868	13 652	13 698	13 481
Pertes - transformateur et transport	596	539	568	709	647
Total de l'énergie disponible pour distribution	13 522	13 329	13 084	12 989	12 834

Statistiques d'exploitation¹

	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Lignes de transport - km	6 863	6 849	6 849	6 848	6 841
Lignes de distribution - km	20 887	20 815	20 786	20 602	20 595
Clients résidentiels	321 132	318 834	319 102	316 104	312 779
Clients industriels	1 813	1 840	1 860	1 875	1 898
Clients de l'usage général	25 494	25 400	25 512	25 330	25 113
Clients à consommation non mesurée	2 799	2 717	2 736	2 616	2 632
Clients directs	351 238	348 791	349 210	345 925	342 422
Clients indirects	46 264	45 794	41 981	42 010	41 861
Total des clients	397 502	394 585	391 191	387 935	384 283
Postes permanents	2 349	2 276	2 283	2 343	2 509
Postes temporaires	49	77	104	117	164
Postes à Mine Reclamation Inc	1	8	9	15	15
Total des postes	2 399	2 361	2 396	2 475	2 688

¹ Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

État sommaire des résultats²

(en millions)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Ventes d'énergie dans la province	1 328 \$	1 269 \$	1 266 \$	1 246 \$	1 207 \$
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	391	254	225	250	229
Revenus divers	78	74	65	51	59
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des dérivés	-	8	-	-	-
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	-	-	-	(22)	49
Recettes de transport	-	-	90	91	91
Total du combustible et de l'énergie achetée	834	807	742	874	887
Dépenses de transport	-	-	87	90	86
Exploitation, entretien et administration	437	449	409	416	447
Report règlementaire	69	(82)	(175)	(216)	(147)
Amortissement et mise hors service	230	184	217	199	199
Impôts, à l'exception des paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	36	39	40	40	40
Frais financiers	136	143	95	114	132
Perte pour dépréciation d'immobilisations corporelles	-	-	-	-	161
Paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	-	-	58	32	(53)
Bénéfice net (perte nette)	55 \$	65 \$	173 \$	67 \$	(117) \$

Bilan sommaire au 31 Mars

(en millions)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Actif					
Actif à court terme	681 \$	511 \$	503 \$	542 \$	613 \$
Biens, installations et équipements	4 072	4 072	3 909	3 773	3 703
Actif à long terme	2 089	2 067	1 530	1 242	947
Autre actif	21	39	64	75	116
Total de l'actif	6 863 \$	6 689 \$	6 006 \$	5 632 \$	5 379 \$
Passif et capitaux propres					
Passif à court terme	1 153 \$	1 346 \$	1 405 \$	1 297 \$	1 154 \$
Dettes à long terme	4 567	4 370	3 469	3 417	3 481
Dettes différées	744	696	678	612	570
Capitaux propres	399	277	454	306	174
Total du passif et des capitaux propres	6 863 \$	6 689 \$	6 006 \$	5 632 \$	5 379 \$

² Certain comparative figures have been reclassified to conform to the current year's presentation

Remarque: Les résultats financiers pour l'exercice 2012-2013 reflètent la continuité des intérêts communs à la suite de la fusion du groupe d'entreprises d'Énergie Nouveau-Brunswick, de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick et de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick le 1^{er} octobre 2013.

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Flux de trésorerie lié à l'exploitation	328 \$	254 \$	388 \$	293 \$	245 \$
Changements du fonds de roulement	(45)	19	53	(36)	(65)
Paiements du fonds de fiducie nucléaire	(48)	(23)	(22)	(22)	(21)
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation de la valeur de marché	21	(129)	(215)	(224)	(230)
Autre	(33)	(17)	(13)	(10)	(7)
Activités d'exploitation	223	104	191	1	(78)
Activités d'investissement	(179)	(294)	(264)	(183)	(250)
Activités de financement	(42)	185	67	188	326
Rentrée (sortie) de fonds nette	2	(5)	(6)	6	(2)
Encaisse et investissements à court terme					
Début de l'exercice	1	6	10	4	6
Fin de l'exercice	3 \$	1 \$	4 \$	10 \$	4 \$

Remarque: Les résultats financiers pour les exercices 2013-2014 et 2012-2013 reflètent la continuité des intérêts communs à la suite de la fusion du groupe d'entreprises d'Énergie Nouveau-Brunswick, de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick et de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick le 1^{er} octobre 2013.

Frais financiers

(en millions) ⁹	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Frais d'intérêt	222 \$	249 \$	201 \$	202 \$	197 \$
Revenu provenant des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et autres investissements	(89) \$	(38) \$	(22) \$	(21) \$	(22) \$
Frais de gestion du portefeuille de la dette	32 \$	31 \$	29 \$	28 \$	26 \$
Amortissement du coût de la dette différée	2 \$	(2) \$	0 \$	1 \$	3 \$
(Gains) pertes de change	22 \$	2 \$	0 \$	1 \$	4 \$
Intérêts réportés	0 \$	0 \$	(40) \$	(30) \$	(18) \$
Intérêts immobilisés	(53) \$	(99) \$	(73) \$	(67) \$	(58) \$
Frais financiers nets	136 \$	143 \$	95 \$	114 \$	132 \$

Ratios financiers

	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Marge d'exploitation ³	8,8%	11,0%	18,0%	11,4%	-3,9%
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / dépenses en immobilisations ⁴	1,83	0,86	1,39	1,23	0,69
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / total de la dette	0,07	0,05	0,09	0,07	0,06
Dette / capital ⁵	95%	96%	91%	94%	96%
Ratio de couverture des intérêts ⁶	1,12	0,86	1,59	1,02	(0,21)

Autres statistiques

(in millions)	2013/14	2012/13	2011/12	2010/11	2009/10
Augmentation des tarifs	2,0%	0,0%	0,0%	3,0%	3,0%
IPC (Nouveau-Brunswick)	0,8%	1,7%	3,5%	2,1%	0,3%
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick) ⁷	0,0%	-1,0%	0,3%	2,0%	-1,2%
Dépenses en immobilisations (millions) ⁸	179\$	296\$	279\$	\$238	356\$
Changement du total des dettes (millions)	(44)\$	185\$	83\$	\$197	339\$
Pourcentage de la dette à long terme					
Dollar canadien	94%	100%	100%	100%	100%
Dollar américain	6%	0%	0%	0%	0%
Taux d'intérêt des coupons moyens pondérés	4,6%	4,8%	4,7%	5,2%	5,2%
Dollar canadien – 31 mars	0,9047	1,016\$	1,009\$	1,029\$	0,985\$

³ Marge d'exploitation = (bénéfice net avant frais financiers – frais de gestion du portefeuille de la dette) / revenu total

⁴ Les dépenses en immobilisations sont au net des produits de la vente d'actifs et des contributions des clients

⁵ Ratio de la dette = (dette) / (dette + capitaux propres), où dette = (dette à long terme + dette à court terme)

⁶ Ratio de couverture des intérêts = (bénéfice net avant frais financiers + (bénéfice des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et d'autres placements – frais de gestion du portefeuille de la dette) / (frais d'intérêt)

⁷ Dans les documents du budget de 2013/14, le gouvernement provincial a mis à jour les taux de croissance du PIB pour les dernières années

⁸ Les dépenses d'immobilisations ne comprennent pas le produit de disposition et les contributions des clients

⁹ Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

Remarque: Les résultats financiers pour les exercices 2013-2014 et 2012-2013 reflètent la continuité des intérêts communs à la suite de la fusion du groupe d'entreprises d'Énergie Nouveau-Brunswick, de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick et de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick le 1^{er} octobre 2013.



Énergie NB Power

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

506-458-4444
marketing&communications@nbpower.com
nbpower.com