



RAPPORT ANNUEL

2014-2015



Énergie NB Power



- Centrale nucléaire
- Centrale hydroélectrique
- Éolienne
- Centrale thermique
- Turbine à combustion
- Poste
- Interconnexion
- Lignes à 345 kV
- Lignes à 230 kV
- Lignes à 138 kV

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)	
Kent Hills (Éolien)	150 MW*
Caribou Mountain (Éolien)	99 MW*
Lamèque (Éolien)	45 MW*
Bayside (Gaz naturel)	285 MW
Grandview (Gaz naturel)	90 MW
Twin Rivers (Biomasse)	39 MW
Saint George (Hydro)	15 MW
Énergie Edmundston	9 MW*
Autres renouvelables	6 MW*
Total	738 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	2 137 MW
Capacité d'importation	2 378 MW

Nombre de clients	
Nombre de clients directs	352 208
Nombre de clients indirects	45 425
Total - Clients	397 633

*Capacité nominale : Cette capacité peut ne pas être entièrement disponible pendant les périodes de demande de pointe.

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 importants 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 reçoive l'énergie 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 444 MW de capacité fournis par des tiers à travers des ententes d'achat d'électricité. 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 34 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 ses actifs, mieux intégrer l'énergie renouvelable et offrir à nos clients plus de choix, de commodité et de contrôle sur leur consommation tout en maintenant des tarifs bas et stables.

La rivière aux saumons au Nouveau-Brunswick.

Table des matières

○	Comment nous approvisionnons le Nouveau-Brunswick en énergie.....	1
○	Message du président	4
○	Message du président-directeur général	5
○	Conseil d'administration	6
○	Direction	8
○	Au sujet d'Énergie NB	9
○	Faits saillants d'exploitation	10
○	Financiers.....	22
○	Principaux indicateurs de rendement	intérieur de la page couverture arrière

Juillet 2015

L'honorable Donald Arseneault
Ministre de l'Énergie et des Mines
Gouvernement du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)
E3B 5H1

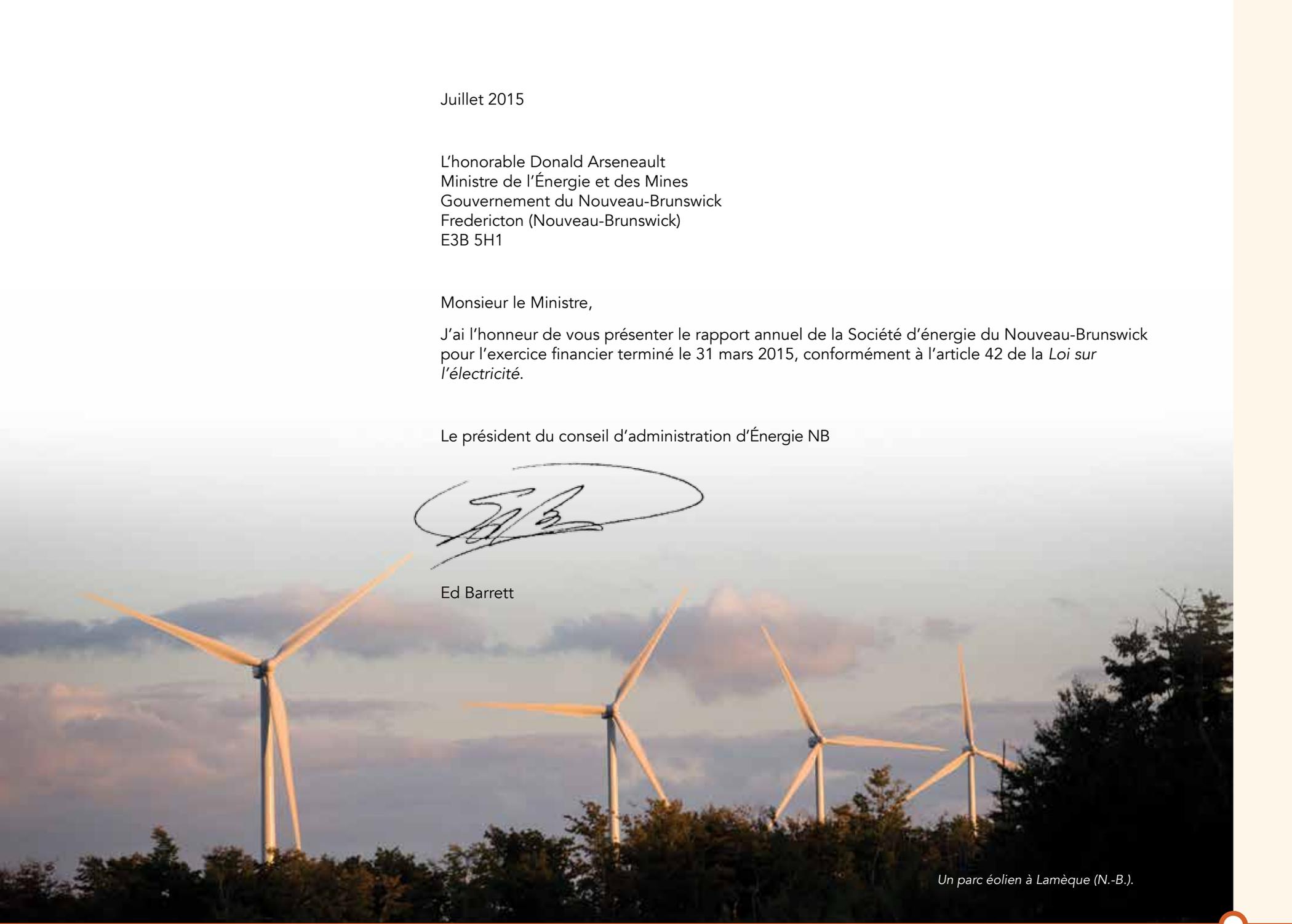
Monsieur le Ministre,

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 2015, conformément à l'article 42 de la *Loi sur l'électricité*.

Le président du conseil d'administration d'Énergie NB



Ed Barrett



Un parc éolien à Lamèque (N.-B.).

Message du président

Je suis heureux de présenter nos résultats d'exploitation et financiers pour l'exercice 2014-2015. Grâce aux efforts acharnés de nos employés et la confiance continue de nos clients, Énergie NB se transforme en une société visionnaire, axée sur le client, financièrement et écologiquement responsable. Les Néo-Brunswickois l'exigent et le méritent.

Nous sommes conscients des défis avec lesquels les Néo-Brunswickois sont aux prises. Soyez assurés que nous sommes engagés à surveiller la gestion de votre entreprise de service publique de façon responsable, réduisant la dette tout en faisant des investissements nécessaires pour assurer un avenir énergétique durable pour les générations à venir.

Nous considérons les résultats d'exploitation et financiers de l'exercice de l'année dernière - croissance continue des bénéfices, des programmes novateurs, l'amélioration du service à la clientèle et des progrès sur le remboursement de la dette - comme un signe de progrès.

En outre, Énergie NB a atteint plusieurs jalons importants pendant l'exercice 2014-2015.

Pour la première fois, les intervenants et le public ont été impliqués à un plan pour déterminer comment la Société pourrait répondre aux besoins d'approvisionnement en énergie à long terme du Nouveau-Brunswick. Le *Plan des ressources intégrées* d'Énergie NB est un document de planification stratégique, réalisé en fonction de commentaires du public, qui identifie comment les besoins des clients seront comblés au cours des 25 prochaines années. Ses priorités consisteront à modifier la demande d'énergie et à encourager l'efficacité énergétique et les projets

renouvelables locaux et l'ajout de nouvelles ressources tout en fournissant des services fiables à des tarifs bas et stables.

À l'appui des objectifs identifiés dans le plan des ressources, Énergie NB a entamé une nouvelle conversation importante sur l'avenir durable du Nouveau-Brunswick. Le défi communautaire « Déjouer les pointes » et le lancement ultérieur des remises de bonnes habitudes, furent conçus pour aider les clients à réduire leur consommation d'énergie à la maison pendant les périodes de pointe. Au fil du temps, la participation de nos clients aux activités d'économie d'énergie permettra d'éviter les coûts et d'écologiser notre réseau, tout en réduisant notre dépendance aux combustibles fossiles et à l'énergie importée.

Conformément à l'engagement d'Énergie NB à l'égard de la transparence en matière de finances et de gestion, le premier plan stratégique, financier et de dépense en immobilisations pour les dix prochaines années de la Société a été déposé auprès de la Commission de l'énergie et des services publics en octobre de l'année dernière, établissant des objectifs financiers et commerciaux pour la prochaine décennie.

L'été dernier, la tempête post-tropicale Arthur a dévasté une immense superficie du Nouveau-Brunswick. De forts vents et de longues périodes de pluie intense ont provoqué le plus grand nombre de pannes de courant, fait tomber plus d'arbres et endommagé des infrastructures d'alimentation dans plus de communautés que tout autre tempête dans l'histoire de la province. En tant que président, je suis extrêmement fier du rôle de chef de file qu'Énergie NB a pris pour aider le Nouveau-Brunswick à se remettre des effets de la tempête.



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

En tant que conseil d'administration, nous restons résolu à tirer parti des résultats déjà obtenus de l'année dernière en continuant à exploiter Énergie NB de façon efficace, tout en préservant de strictes normes de fiabilité, de sécurité et de qualité du service dont nos clients et nos actionnaires s'attendent et en inspirant une vision commune pour tous les employés d'Énergie NB.

Le président du conseil d'administration d'Énergie NB

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end.

Ed Barrett

Message du président-directeur général

Grâce aux efforts de la direction et de notre personnel, ainsi que les marchés mondiaux favorables, Énergie NB a connu des résultats financiers positifs pour la cinquième année consécutive lors de l'exercice 2014-2015.

Nos états financiers vérifiés démontrent un bénéfice net de 73 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 mars 2015. De plus, nous avons réduit la dette nette d'Énergie NB de 103 millions de dollars.

Ces résultats ont été stimulés par des gains nets sur les placements, un gain de trésorerie en raison d'un hiver plus froid et le rendement solide de la centrale de Point Lepreau durant les mois les plus froids de l'année.

Ces gains ont été réalisés malgré la tempête post-tropicale Arthur qui a provoqué les plus grandes pannes liées aux tempêtes de l'histoire du Nouveau-Brunswick, ainsi qu'un arrêt non planifié à la centrale de Point Lepreau à la fin de l'exercice.

Alors que nous sommes axés sur l'amélioration continue des résultats financiers, nous savons que nos clients veulent un service fiable, en particulier pendant les événements météorologiques violents.

Bien qu'Arthur a occasionné des inconvénients pour nos clients et a coûté 23 millions de dollars en efforts de rétablissement, il nous a également fourni l'occasion de renforcer la fiabilité du réseau et d'améliorer le service à la clientèle grâce à une meilleure communication et gestion de la végétation.

Nous avons doublé notre investissement au programme de gestion de la végétation par rapport à l'exercice précédent. Un montant de 12,1 millions de dollars a été attribué à l'élagage des arbres affaiblis par la tempête et la continuation de notre programme pendant l'hiver pour protéger les clients contre les pannes liés aux arbres.

Au début de la saison des tempêtes d'hiver, nous nous sommes concentrés sur la sécurité et la préparation aux tempêtes par le biais d'une campagne de sensibilisation du public, tout en améliorant nos communications avec les clients lors de pannes à l'aide d'un nouvel outil de cartographie.

Nous avons continué à travailler en étroite collaboration avec le gouvernement provincial et des organismes à but non-lucratif pour assurer que les besoins des clients soient satisfaits de manière coordonnée et prévisible, lors d'efforts de rétablissement du courant suite à un événement météorologique extrême.

En plus de renforcer notre réseau contre les tempêtes, nous investissons aussi dans notre infrastructure par d'autres moyens. L'an dernier, pour la deuxième année consécutive, nous avons contribué à l'amélioration de la fiabilité du réseau avec des investissements majeurs aux lignes de transport et le remplacement des équipements de protection à toutes les sous-stations. Le partenariat d'Énergie NB avec Siemens Canada mène aussi à des améliorations technologiques pour tous les domaines du réseau électrique du Nouveau-Brunswick, ce qui permettra à l'entreprise d'identifier, d'évaluer et de répondre plus rapidement lors des pannes.

Alors que notre engagement envers un service fiable demeure solide, nous continuons à poursuivre nos plans pour réduire la consommation d'énergie et l'évolution des demandes d'énergie de pointe.

Dans la prochaine année, nous allons offrir à nos clients de nouveaux produits innovants, ainsi que des programmes incitatifs pour les aider à économiser de l'énergie à la maison. Notre objectif à long terme est d'aider les clients à ne pas payer pour de l'électricité dont ils n'ont pas besoin, ce qui permettra le Nouveau-Brunswick de réduire la dépendance sur les combustibles fossiles et contribuera à éviter le besoin



Gaëtan Thomas, président-directeur général d'Énergie NB

d'investissement à long terme en nouvelle production d'énergie. Cette stratégie devrait permettre à nos clients d'économiser près d'un milliard de dollars au cours des 20 prochaines années.

En outre, nous avons lancé un nouveau programme de collaboration avec la NS Power pour fournir de l'électricité aux deux provinces, ce qui permettra des économies prévues de 20 millions de dollars par année entre les deux services publics. Pour la première fois, nous allons optimiser conjointement nos parcs de production, ce qui va améliorer l'efficacité et permettre des économies de coûts à long terme pour les deux provinces.

Trouver des moyens de travailler plus efficacement, tout en réduisant notre demande énergétique nous permettra d'assurer des tarifs bas et stables, de créer un réseau plus fiable et écologique ainsi que de fournir à nos clients un meilleur contrôle sur leur confort personnel et leur facture d'électricité mensuelle.

Le président-directeur général d'Énergie NB

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gaëtan Thomas', written in a cursive style.

Gaëtan Thomas

Conseil d'administration

Entrée en vigueur le 31 mars 2015

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.

Au besoin, le conseil établit des comités pertinents pour l'aider dans l'exercice de ses fonctions. Au cours de l'exercice financier 2014-2015, Énergie NB était appuyée par les comités suivants :

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

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

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

Le **comité des ressources humaines et de rémunération** aide le Conseil en se chargeant des ressources humaines et des pratiques de rémunération d'Énergie NB. Il a également la responsabilité de réviser et de soumettre au conseil ses recommandations.



Edward (Ed) Barrett



Norm Betts



Judith Athaide



Charles (Chuck) Firlotte



Lise Ouellette

Les **comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures** aident le Conseil à établir et à maintenir un système efficace de gouvernance d'entreprise, en assurant que les communications d'Énergie NB avec l'actionnaire sont conformes aux attentes et livrées de manière professionnelle et en temps opportun, et de faire en sorte d'un ensemble complet d'administrateurs doté des caractéristiques personnelles, l'expérience et l'ensemble des aptitudes appropriées qui prévoient une combinaison de compétences uniques au sein du Conseil.

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

Le **comité de planification stratégique et de communications** aide le Conseil par le suivi des progrès par rapport au plan stratégique et la responsabilité de veiller à la communication appropriée afin d'améliorer l'image de la Société.



Mark Reddemann



Barbara Trenholm



Mike Wilson



Robert (Bob) Youden



Gaëtan Thomas

Photo manquante: Michael Sellman

Direction

Entrée en vigueur le 31 mars 2015

Composée de Néo-Brunswickois et d'employés de longue date d'Énergie NB, notre équipe de direction travaille fort afin de prendre les bonnes décisions pour nos clients pour aujourd'hui et demain.



Gaëtan Thomas – président-directeur général



Darren Murphy – vice-président, Services d'entreprise et chef des finances



Keith Cronkrite – vice-président, Développement des affaires et Production



Lynn Arsenault – vice-présidente, Service à la clientèle



Tony O'Hara – dirigeant principal de la Technologie et vice-président de l'Ingénierie



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



Sherry Thomson – chef, Ressources humaines



Wanda Harrison – secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques



Brent Staeben – directeur, Commercialisation et Communications



Alden Briggs – conseiller principal auprès du président

Au sujet d'Énergie NB

Énergie NB fournit à la population du Nouveau-Brunswick de l'électricité au plus bas coût possible, de manière sûre et fiable, et dans le respect de l'environnement. L'électricité est produite à 13 installations et est acheminée par des lignes de transport, des sous-stations et des postes à plus de 397 000 clients directs et indirects. Nous exportons aussi de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, au Québec, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard grâce à notre filiale, Commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick.

Énergie NB est le plus grand service public d'électricité au Canada atlantique et est responsable de la production, le transport et la distribution d'électricité au Nouveau-Brunswick. Elle a une capacité nette de 3 513 MW.

Énergie NB est composée de cinq divisions, Service à la clientèle, Production et Développement commercial, Nucléaire, Transport et Exploitant de réseau et Services d'entreprise.

- **Service à la clientèle** est le fournisseur du service normalisé et il lui incombe d'obtenir assez de capacité et d'énergie pour répondre à la demande des clients au Nouveau-Brunswick. Le Service à la clientèle livre de l'électricité sécuritaire et fiable à un prix raisonnable à 397 000 clients directs et indirects au moyen de ses 20 815 km de lignes de distribution et de ses sous-stations. La division exploite et entretient 49 postes et postes de sectionnement reliés par plus de 6 849 km de lignes de transport à des tensions allant de 69 kV à 345 kV. Le Service à la clientèle offre des services importants aux clients dans ses bureaux régionaux et ses centres d'interaction avec

les clients, ainsi que par l'intermédiaire des responsables de compte et des conseillers en énergie.

- **Production et Développement commercial** exploite et entretient un des parcs de production les plus diversifiés en Amérique du Nord, avec 12 centrales hydroélectriques, au charbon, au mazout et au diesel ayant une capacité installée nette de 2 853 MW. Le service de Production alimente environ 75 % de la charge provinciale au moyen des ventes à Distribution. Cette division alimente aussi les marchés avoisinants de la Nouvelle-Angleterre, du Québec, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse.
- **Nucléaire** exploite et entretient un réacteur CANDU 6 de 660 MW à la centrale de Point Lepreau. La centrale fournit environ 30 % des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick. Elle vend aussi 5 % de sa production à la Maritime Electric Company, Limited.
- **Technologie, Ingénierie et Exploitant de réseau** surveille l'interconnexion de notre réseau avec les autres réseaux électriques en Amérique du Nord, y compris ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard, avec une capacité d'exportation de 2 137 MW et une capacité d'importation de 2 378 MW. Cette division est également responsable de l'administration du libre accès à l'égard des tarifs de transport, qui permet à Énergie NB de se conformer aux exigences de la North America Electric Reliability Corporation (NERC), et maintenir la coordination des responsables



Brent Lockhart, conseiller aux clients résidentiels.

de la fiabilité et de l'équilibrage pour les gestionnaires de réseaux des autres juridictions. Cette division est également responsable de technologies de l'information, de la gestion et de la gouvernance de projet.

- **Services d'entreprise** fournit l'orientation stratégique, les communications, les finances, les ressources humaines, la conformité environnemental, les services juridiques et le soutien à la chaîne d'approvisionnement pour les divisions d'exploitation.

Énergie NB détient une filiale en propriété exclusive nommée la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick. Cette dernière 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 de la province que pour distribuer dans d'autres territoires l'énergie excédentaire produite au Nouveau-Brunswick.

Faits saillants d'exploitation

Faits saillants de l'année

RENDEMENT FIABLE DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE POINT LEPREAU

En mai 2014, la centrale nucléaire de Point Lepreau a fait l'objet d'un arrêt d'entretien planifié où une grande variété d'activités d'entretien et d'inspection, à la fois du côté nucléaire et du côté classique de la centrale, a été effectuée. Depuis son retour à l'exploitation en juillet 2014, la centrale de Point Lepreau a fonctionné à 100 cent pour cent de la puissance du réacteur (pour 250 jours consécutifs, y compris durant les périodes de pointe des mois froids de l'hiver) jusqu'à ce qu'un arrêt non prévu est survenu le 19 mars 2015. La centrale a été temporairement mise en arrêt afin d'effectuer des travaux sur l'appareil de chargement du combustible et le circuit caloporteur primaire. La centrale fut reconnectée au réseau le 19 avril 2015. La moyenne de facteur de capacité nette a été d'environ 79 pour cent.

La centrale nucléaire, située dans le sud-ouest du Nouveau-Brunswick, fournit 660 mégawatts à la charge de base du réseau électrique du Nouveau-Brunswick, produisant suffisamment d'électricité pour alimenter plus de 333 000 résidences pour les 25 à 30 prochaines années. La centrale emploie environ 800 personnes dans une variété de professions et de métiers hautement qualifiés et est la seule installation de production nucléaire d'Énergie NB.

La centrale de Point Lepreau est une composante majeure contribuant à l'objectif provincial qui vise à faire en sorte que 75 pour cent de l'électricité consommée au Nouveau-Brunswick provienne de sources

propres, renouvelables ou sans émissions d'ici 2020 tel qu'établi dans le *Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick* à l'appui de la norme de portefeuille renouvelable du gouvernement provincial.

UN PRIX INTERNATIONAL DÉCERNÉ À POWERSHIFT ATLANTIQUE

Énergie NB, dans son rôle de chef de file du projet à la grandeur des Maritimes pour intégrer plus d'énergie éolienne à son réseau électrique, fut décerné le prix de Peak Load Management Alliance (PLMA) en avril 2014 à Denver, au Colorado.

Le programme des prix PLMA reconnaît les chefs de file du secteur de l'énergie qui créent des méthodes de production innovantes et qui visent à une utilisation plus efficace des ressources naturelles pour gérer et atténuer les risques et les coûts d'une production intermittente. Énergie NB fut le seul service public canadien à être reconnu avec un prix de la PLMA l'année dernière. Le projet PowerShift Atlantique fut honoré en raison de sa représentation de la prochaine évolution en réponse à la demande; un processus intégré et intelligent de gestion de la charge combinant diverses ressources de charge, une gestion de la charge en temps réel et l'intégration avec l'exploitant du réseau.



La centrale nucléaire de Point Lepreau



Les équipes au travail pendant la tempête post-tropicale Arthur à Fredericton (N.-B.).

L'INTERVENTION PENDANT LA TEMPÊTE POST-TROPICALE ARTHUR

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

Lors de 5 900 incidents distincts de pannes, environ 195 000 clients, c'est-à-dire 60 pour cent

de la clientèle d'Énergie NB, ont été touchés par les dégâts de la tempête. Plus de 75 000 clients ont été touchés par des pannes multiples. Les régions les plus touchées de la province étaient Fredericton, Rothesay, St. Stephen, Woodstock et Miramichi. Tous les clients qui n'avaient pas eu de dommages et qui pouvaient être rétablis, l'ont été par le 14 juillet 2014. La majorité de ces clients (80 pour cent) furent rétablis dans les cinq jours suivant Arthur. L'ampleur des dégâts a incité une réponse de l'ensemble d'Énergie NB, avec le personnel dans chaque partie de l'organisation contribuant aux efforts de rétablissement. En outre, les entrepreneurs du Nouveau-Brunswick ont aidé à enlever les arbres et à rétablir le courant. Lors de cette tâche,

Énergie NB fut appuyée par des équipes d'Hydro-Québec, de la Central Maine Power, d'Emera Maine, d'Énergie Edmundston, de Saint John Energy, de Maritime Electric et de JD Irving Ltd.

RÉPONDRE À LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE DE NOS CLIENTS

En juillet, Énergie NB a publié le Plan intégré des ressources (PIR) - un document de planification stratégique qui identifie comment le service public répondra à la demande énergétique prévue au cours des 25 prochaines années. Le processus du PIR est un outil de planification à long terme qui est la norme dans les services publics. Énergie NB va actualiser le plan à tous les trois ans afin de tenir compte des nouvelles technologies, des changements de la demande des clients et des prévisions du prix des combustibles. Chaque itération du PIR impliquera l'apport des clients de l'entreprise de service public et sera soumise à la Commission de l'énergie et des services publics. Le PIR est disponible sur le site Web d'Énergie NB.

Ce plan d'efficacité électrique de trois ans visant à maximiser les avantages à court terme et à établir une fondation solide pour investir davantage dans l'efficacité électrique à l'avenir fut finalisé en août 2014. Le Plan nécessite un investissement de 57 millions de dollars dans des programmes d'efficacité électrique et il permettra d'économiser 106 gigawattheures d'électricité annuellement d'ici 2016-2017, ce qui équivaut à la consommation annuelle de 6 500 ménages.



DE NOUVEAUX PARTENARIATS ÉNERGÉTIQUES RÉALISÉS AVEC LE MAINE ET LA NOUVELLE-ÉCOSSE

Énergie NB et la Houlton Water Company ont conclu un nouveau partenariat pour construire une sous-station et une ligne de transport de 69 kV d'une distance de 25 km. Le projet sera financé à cent pour cent par la Houlton Water Company et le coût final sera déterminé une fois l'étude environnementale ainsi que les travaux d'ingénierie et de conception terminés.

En mars 2015, Énergie NB et Nova Scotia Power ont lancé un projet pilote visant la livraison d'électricité aux deux provinces, lequel devrait permettre de réaliser des économies collectives pouvant atteindre 20 millions de dollars par année. Les deux entreprises de services publics vont effectuer l'essai d'un modèle

de collaboration entre les deux provinces, permettant l'optimisation de leurs centrales électriques tout en assurant que les deux provinces demeurent conformes aux normes en matière d'énergie renouvelable et de réduction des émissions.

LES COMMENTAIRES DU PUBLIC SONT RECUEILLIS AU SUJET DE L'EXAMEN TECHNIQUE DES OPTIONS POUR MACTAQUAC

Alors qu'Énergie NB examine les trois options identifiées pour le développement futur de la centrale de Mactaquac, le public fut invité à transmettre leurs commentaires et propositions sur les lignes directrices de l'examen environnemental comparatif (EEC) au cours d'une période de consultation publique entre le 25 novembre 2014 et le 8 janvier 2015. La centrale hydroélectrique de Mactaquac

atteindra la fin de sa durée de vie utile en 2030. Énergie NB examine trois solutions possibles pour la centrale et les répercussions possibles sur les gens, l'entreprise de service public et l'environnement avant de choisir la voie à suivre en 2016. Le processus d'examen environnemental comparatif (EEC), modélisé sur le processus d'étude d'impact sur l'environnement (EIE) du gouvernement du Nouveau-Brunswick, permettra de cerner et d'évaluer les répercussions des trois options. Le processus sera effectué afin d'aider Énergie NB à choisir la voie à suivre pour la centrale.

Les lignes de transport près de Fredericton (N.-B.).

DE L'AIDE POUR NOS CLIENTS À ÉCONOMISER DE L'ÉNERGIE AVEC DE BONNES HABITUDES.

Énergie NB a lancé deux campagnes d'engagement du public l'an dernier pour aider les Néo-Brunswickois à changer leurs habitudes de consommation d'énergie afin qu'ils puissent économiser de l'énergie et de l'argent sur leurs factures mensuelles d'électricité.

En janvier, cinq communautés dans les régions du Grand Fredericton et du Grand Moncton ont participé au défi communautaire «déjouer les pointes» pour effectuer de petits changements dans leurs routines énergétiques à la maison, ce qui peut aider à réduire la demande d'énergie sur le réseau pendant les périodes d'exploitation de pointe. Tous les Néo-Brunswickois pouvaient participer et gagner des prix quotidiens et hebdomadaires. De plus, la communauté avec la plus grande participation a reçu une remise de 10 000 \$ en économies d'énergie pour son YMCA local. La région gagnante pour ce défi fut Fredericton.

En février, Énergie NB a lancé la campagne de «bonnes habitudes» afin d'aider les Néo-Brunswickois à mieux comprendre comment ils peuvent économiser de l'énergie à

la maison grâce à des produits énergétiques et des services efficaces, de sorte à ne pas payer pour de l'électricité dont ils n'ont pas besoin.

DANS LA COMMUNAUTÉ

Énergie NB s'est engagé avec les clients sur l'avenir de l'électricité au Nouveau-Brunswick lors de plusieurs événements de l'année dernière. En février 2015, Énergie NB a pris part à la Semaine «Parlons énergie», en présentant des séances d'information à la clientèle pour aider les Néo-Brunswickois à mieux comprendre et gérer leur consommation d'énergie. La conversation sur l'énergie a continué en juin 2014, en compagnie de notre partenaire en éducation, Le Projet Gaia, pendant le Mois national de l'électricité. Énergie NB a organisé une série d'événements communautaire, allant des communautés de Grand-Sault à celles de Fredericton, afin de mettre l'accent sur la construction d'un avenir énergétique plus propre, avec l'aide de nos clients. En août, Énergie NB a retourné au

Festival acadien de Caraquet, un événement culturel et artistique de deux semaines qui a attiré des milliers d'Acadiens pour fêter leur patrimoine et la vitalité de leur culture. Les employés ont présenté le programme de véhicule électrique d'Énergie NB et se sont engagés avec les festivaliers pour en apprendre davantage sur les efforts du service public à conserver l'énergie et de fournir des services plus innovants pour les clients.

Du 9 au 14 septembre 2014, les employés d'Énergie NB ont également organisé un kiosque au Festival Harvest Jazz and Blues au centre-ville de Fredericton, avec le soutien de notre partenaire de réseau intelligent Siemens et de leur moto électrique personnalisée, réalisée par Orange County Choppers. Plug'n'Drive et le Projet Gaia étaient également présents avec des essais de conduite de véhicules électriques et des compétitions de vélo générateur pour les festivaliers afin de voir la quantité d'électricité qu'ils pouvaient produire en pédalant.



Énergie NB et le projet Gaia au Festival régionale de la patate de Grand-Sault en juillet 2014.

UNE AMÉLIORATION DE LA FIABILITÉ ET DE NOTRE PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Le Nouveau-Brunswick a connu plusieurs événements météorologiques extrêmes dans le calendrier 2014 qui ont abouti à des améliorations significatives aux programmes d'élagage d'arbres, de planification d'urgence et de communications avec les clients lors des pannes de courant. Ces événements comprenaient une série de tempêtes hivernales qui ont provoqué des pannes de courant généralisées dans le sud-ouest et le centre du Nouveau-Brunswick en décembre 2013 et en janvier 2014, et la tempête post-tropicale Arthur en juillet 2014, qui a provoqué encore plus de pannes que les tempêtes de l'hiver précédent.

Ces pannes ont incité Énergie NB à procéder à des examens internes et à mettre en œuvre plusieurs améliorations des procédés qui s'appuient sur nos points forts et qui relèvent le niveau de services en matière de service à la clientèle, de programmes de gestion de la végétation et des communications.

Du 11 au 17 novembre, Énergie NB a présenté la Semaine de la préparation aux tempêtes. Dans le cadre des activités de cette Semaine, Énergie NB a lancé un nouvel outil mobile de cartographie des pannes. De plus, il y a eu des présentations sur la sécurité et des conseils axés sur la sécurité sur notre site Web, afin d'aider nos clients à se préparer aux pannes de courant en raison des mauvaises conditions météorologiques. Les clients furent également invités à participer à l'une des six séances d'information « Parlons météo extrême », organisées par Énergie NB dans les communautés à l'échelle de la province.

L'OUTIL DE CARTOGRAPHIE SE MÉRITE UN PRIX D'EXCELLENCE NATIONAL.

En octobre 2014, l'outil en ligne de cartographie de panne de courant d'Énergie NB se mérite un prix d'excellence national d'Esri Canada. Le prix reconnaît la capacité d'Énergie NB à tirer parti de son système d'information géographique pour créer un outil qui fournit des communications plus efficaces au public lors de pannes de courant. En plus de fournir des renseignements critiques sur les

pannes aux clients, du côté interne, cet outil permet une planification et une gestion de haut niveau, qui offre une perspective plus vaste de l'exploitation. L'outil s'appuie sur le succès des autres systèmes d'information géographique (SIG) sur le Web qui ont permis à Énergie NB de mieux gérer les travaux pratiques d'ingénierie, l'entretien de l'éclairage public, le raccordement de câbles, le programme de remplacement des réverbères à diode électroluminescente (DEL), le programme de gestion de la végétation et le navigateur des actifs de transport.



Énergie NB et les membres du service d'incendie de Fredericton participent à une présentation de sécurité dans le cadre de la Semaine de la préparation aux tempêtes en novembre 2014.

Compte rendu des résultats

Énergie NB continue de travailler à la poursuite des trois stratégies clés qui appuient le mandat de notre actionnaire; la province du Nouveau-Brunswick. Pour les quatre dernières années, notre mandat fut clair; exercer ses activités au même titre qu'une entreprise commerciale, afin de fournir un service fiable et sécuritaire, mener des activités de façon à garantir des tarifs compétitifs pour les consommateurs et maintenir et accroître la valeur actionnariale par une exploitation efficace et une gestion à long terme de la dette et des actifs.

Nos trois stratégies clés sont les suivants:

STRATÉGIE 1

Nous hisser parmi les meilleurs dans notre domaine

Énergie NB a pour objectif de devenir un exécutant de quartile supérieur (parmi les premiers 25 pour cent) 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 reporter les investissements en de nouvelles installations de production.

Ces stratégies clés sont aussi énoncées dans le plan stratégique de 30 ans d'Énergie NB. Elles visent à permettre Énergie NB de remplacer les techniques de production, au besoin, tout en profitant des solutions de production énergétique de l'avenir avec un fonctionnement aussi efficace 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 2014-2015, soit la quatrième 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 structurelles et d'exploitation.



Une séance d'information sur le réseau intelligent avec Brent Staeben, directeur, Commercialisation et Communications.

STRATÉGIE 1 – Nous hisser parmi les meilleurs dans notre domaine

Énergie NB continue de poursuivre son objectif de devenir un exécutant de quartile supérieur parmi les services publics et privés en Amérique du Nord. Pour notre Société de service public, devenir un exécutant de quartile supérieur signifie un rendement d'excellence en matière de domaines critiques, notamment la sécurité, la fiabilité, l'environnement, les finances et le service à la clientèle.

Sécurité

Dans le domaine de la sécurité, pendant l'exercice 2014-2015, Énergie NB a poursuivi avec son plan d'amélioration de la sécurité pluriannuel, qui s'appuie sur notre document d'engagement envers la sécurité, signé en 2013 par les représentants d'Énergie NB et l'équipe de direction de notre partenaire de travail, la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE »), section locale 37.

Nous travaillons ensemble pour développer une culture de sécurité de classe mondiale qui se fait ressentir dans tout ce que nous faisons.

Pour les employés et les dirigeants, nous avons investi au développement de notre nouveau modèle de gestion de la sécurité psychologique. L'objectif est d'intégrer des constructions organisationnelles essentielles dans le système de gestion d'Énergie NB, de sorte à encourager des comportements de sécurité exemplaires. En même temps, au niveau individuel, nous travaillons à augmenter la concentration mentale afin d'éliminer les distractions en alignant les comportements de leadership et des employés avec des déclarations d'action, des outils et de la formation en matière de sécurité.

Pour le public, Énergie NB a fait la promotion d'une campagne de sécurité électrique à l'intention du grand public à travers un programme de sécurité publique qui encourage la sensibilisation aux dangers électriques potentiels.

En 2014-2015, nos campagnes de sécurité publique se sont axées à aider les Néo-Brunswickois à rester en sécurité pendant les événements météorologiques extrêmes, l'utilisation sécuritaire des générateurs, l'élagage des arbres, la sécurité hydroélectrique et la sécurité des entrepreneurs qui travaillent à proximité des lignes électriques.

Comme un exploitant nucléaire, Énergie NB reconnaît également la nécessité de promouvoir l'excellence en matière de sûreté nucléaire. À l'appui de sa politique de sûreté nucléaire, Énergie NB a continué de surveiller activement sa culture de sûreté et d'inciter une amélioration continue.

La fiabilité

L'investissement de l'année dernière d'Énergie NB représente environ 35 pour cent du capital prévue totale, ou 76 millions de dollars dans la fiabilité de l'infrastructure électrique, y compris les projets pour reconstruire les lignes de transport et de distribution vieillissantes, les inspections du générateur et la remise à neuf et le remplacement des systèmes de soutien critiques vieillissants.

En outre, les évaluations et les examens des travaux d'entretien préventif ont continué. Cet effort soutient la priorisation et l'achèvement des travaux les plus cruciaux, ce qui respecte les meilleures pratiques de l'industrie.



Un monteur de lignes à l'œuvre à Bathurst (N.-B.).

En novembre 2014, Énergie NB a complété la mise à niveau majeure pour prolonger la durée de vie utile du poste convertisseur à courant continu à haute tension (CCHT) d'Eel River, situé près de Dalhousie, au Nouveau-Brunswick. Le projet de 85 millions de dollars représente un important investissement dans les activités d'Énergie NB au nord du Nouveau-Brunswick et assure une fiabilité continue ainsi que l'importation et l'exportation de jusqu'à 350 mégawatts d'énergie entre le Québec et le Nouveau-Brunswick. Le projet d'une durée de 20 mois fut terminé deux semaines plus tôt que prévu et avec plus de 5 millions de dollars en deçà du budget.

Une revue effectuée suivant les principaux événements météorologiques de l'année précédente et la tempête post-tropicale Arthur a conduit à l'élaboration de plans visant à l'amélioration de la fiabilité de l'ensemble et des interventions et des préparations d'urgence. En outre, Énergie NB a versé 12,1 millions de dollars envers le programme d'élagage d'arbre de 2014-2015, en matière d'entretien préventif et de nettoyage des milliers d'arbres affaiblis par la tempête post-tropicale en juillet.

Une partie de cet investissement comprend l'utilisation de la cartographie SIG qui fournit une corrélation entre notre rendement en gestion de la végétation et le modèle de connectivité électrique tout en se concentrant sur les zones à forte probabilité de contacts avec les arbres. En outre, Énergie NB continue à évoluer avec l'utilisation de la technologie laser de télédétection (LiDAR) pour le transport et la distribution, afin d'aider avec le développement des plans de gestion de la végétation.

Énergie NB a également apporté des améliorations aux communications avec les clients en ce qui est des heures de fin prévue des pannes, des progrès d'intervention d'urgence, et des améliorations apportées au cadre d'intervention d'urgence d'entreprise pour améliorer la coordination et la communication interne pour l'ensemble de la Société.

La centrale de Point Lepreau est importante au succès global d'Énergie NB, et l'exercice 2014-2015 a vu la mise en œuvre du projet *À la Recherche de l'Excellence*, qui fut conçue pour améliorer considérablement les rendements à la centrale. Ce projet se concentre sur la recherche

de l'excellence en domaines de sûreté, de leadership, des activités d'exploitation, des processus et des équipements.

Entre mai et juillet 2014, la centrale de Point Lepreau a fait l'objet d'un arrêt d'entretien planifié où une grande variété d'activités d'entretien et d'inspection, à la fois du côté nucléaire et du côté classique, a été effectuée. Suivant l'arrêt, la centrale a continué de fonctionner à 100 pour cent de la puissance du réacteur pour le reste de l'exercice jusqu'au 19 mars 2015, où la centrale fut temporairement déconnectée du réseau électrique, en raison de problèmes avec l'appareil de chargement du combustible.



L'honorable Donald Arsenault, ministre de l'Énergie et des Mines et le président-directeur général d'Énergie NB, Gaëtan Thomas visitent le poste convertisseur à courant continu à haute tension (CCHT) d'Eel River, près de Dalhousie (N.-B.).



Des lignes de transport d'Énergie NB, près de Mactaquac.

L'environnement

Le leadership environnemental est un élément principal de la vision de l'électricité durable d'Énergie NB. Énergie NB a l'un des parcs d'installations de production le plus diversifié en Amérique du Nord. Des décisions de développer les ressources hydroélectriques et de biomasse, prises depuis des décennies, ainsi que le développement récent de ressources éoliennes, ont permis à Énergie NB de devenir un chef de file nord-américain de la production d'énergie renouvelable diversifiée.

La province du Nouveau-Brunswick s'est engagée à augmenter le développement d'énergie renouvelable grâce à la création d'une nouvelle norme de portefeuille d'énergie renouvelable qui vise à ce que 40 pour cent des ventes d'électricité à l'intérieur de la province proviennent de sources d'énergie renouvelable. Énergie NB est sur la bonne voie pour atteindre

cet objectif. Présentement, 34 pour cent de la production d'électricité à l'intérieur de la province provient de sources d'énergie renouvelable avec un total de 72 pour cent qui provient de sources de production non émettrices.

La décision sur l'avenir de la centrale hydroélectrique de Mactaquac est l'une des plus importantes décisions en matière d'environnement et d'investissement qu'Énergie NB doit entreprendre au cours des cinq prochaines années.

La centrale de Mactaquac devrait atteindre la fin de sa durée de vie utile en 2030, en raison de problèmes avec la dilatation du béton dans ses structures en béton. Énergie NB examine les répercussions des options futures sur la population et l'environnement. Elle examine également les facteurs économiques, scientifiques et d'ingénierie pour ensuite choisir une voie à suivre en 2016.

En 2013, Énergie NB a contribué 2,3 millions de dollars à la Canadian Rivers Institute de l'Université du Nouveau-Brunswick pour un fonds de recherche afin d'appuyer une vaste étude multidisciplinaire destinée à répondre aux principales questions liées à l'effet des trois options sur le passage du poisson, le débit environnemental et l'écosystème aquatique de la rivière.

En 2014-2015, Énergie NB a investi six millions de dollars pour des études d'ingénierie et environnementales ainsi que pour des travaux connexes liés au projet afin de soutenir une décision éclairée concernant l'option préférée pour l'avenir de la centrale Mactaquac. L'engagement du public, des intervenants et des Premières Nations a déjà commencé.

L'année dernière, Énergie NB a continué de travailler avec la firme Dillon Consulting et la First Nation Economic Development Corporation de la Première Nation de Kingsclear afin de mieux comprendre les préoccupations et les intérêts des communautés malécites du Nouveau-Brunswick et d'autres groupes autochtones dans le cadre du projet.

En outre, Énergie NB a continué de travailler en étroite collaboration avec le Lower Hydro Community Liaison Committee, une section transversale des membres de la communauté, de représentants, de groupes environnementaux, de premiers intervenants et de représentants municipaux de la vallée de la rivière Saint-Jean, afin d'assurer que le public et les intervenants soient bien informés sur le projet et les activités à la centrale.

Les membres de l'équipe du projet ont également offert de nombreuses présentations à des groupes et au public sur l'état du projet Mactaquac.

La finance

Pour l'exercice 2014-2015, Énergie NB a atteint son objectif de trois ans de trouver des améliorations de processus et des gains de productivité d'un montant de 33 millions de dollars sur une base annuelle continue. Dans le cadre de l'engagement du service public vers l'amélioration continue de son rendement, nous avons élargi le développement d'un système formel de gestion en utilisant des techniques Lean Six Sigma pour éliminer le gaspillage et améliorer l'efficacité des processus de la Société. En outre, l'année dernière, Énergie NB a identifié un montant supplémentaire de 10 millions de dollars en possibilités de revenus.

Afin d'améliorer sa transparence et sa responsabilité, Énergie NB a présenté tous ses coûts, revenus et politiques aux parties prenantes ainsi qu'à la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) lors d'une série d'audiences réglementaires et de dépôts qui comprennent:

- Des audiences sur le tarif d'accès au réseau de transport
- Un plan d'investissement décennal
- Un plan intégré des ressources
- Les lignes directrices de gestion du risque financier de la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick
- Une demande tarifaire générale pour l'exercice 2015-2016

Le service à la clientèle

L'excellence du service à la clientèle est le cœur de notre Société et renforce la confiance des clients dans le choix des produits et services d'Énergie NB. Offrir une expérience positive à nos clients est essentiel pour appuyer la stratégie de la réduction et le déplacement de la demande.

L'année dernière, Énergie NB a amélioré son site Web et son approche du service à la clientèle, en particulier dans le domaine de la gestion de la végétation et de l'information en cas de pannes.

Un effort concerté pour améliorer la gestion de la végétation au cours de la dernière année a entraîné une nette amélioration de la satisfaction des clients. Ces efforts comprenaient des améliorations au site Web d'Énergie NB, l'amélioration des communications écrites et personnelles aux clients de la part des entrepreneurs d'élagage

d'arbres et du personnel d'Énergie NB avant d'effectuer des travaux d'élagage, ainsi qu'un meilleur suivi après les travaux. Tous ces efforts ont contribué à augmenter, de façon considérable, la satisfaction de la clientèle à chaque trimestre, qui a augmenté de 55 pour cent à 77 pour cent au cours de l'année en question.

En outre, les équipes de gestion de la végétation ont réduit l'arriéré des commandes de travail des clients de 3 500 (après Arthur) à 780 demandes par la fin de l'année, avec des plans établis pour traiter progressivement ces demandes.

Plus de 20 000 nouveaux réverbères furent installés lors de la deuxième année du programme de remplacement des réverbères DEL d'Énergie NB. Depuis le lancement du programme en 2013, Énergie NB a remplacé environ 40 000 réverbères traditionnels avec la technologie DEL éconergétique et durable

dans les municipalités du Nouveau-Brunswick. Nous allons remplacer 72 000 réverbères traditionnels avec des réverbères DEL dans le cadre du programme d'une durée de cinq ans, ce qui permettra à nos clients d'économiser de l'argent et de l'énergie. Les économies annuelles réalisées à ce jour sont de 13 500 000 kWh.

Les améliorations apportées à notre programme de mesurage net ont accommodé environ 47 clients qui produisent de l'électricité à la maison grâce à l'énergie solaire et éolienne. Énergie NB a maintenant des compteurs qui utilisent la technologie cellulaire pour la plupart de ces clients, qui n'ont plus à nous donner accès à leur ligne téléphonique ou recevoir des appels téléphoniques pour télécharger les données des compteurs. En 2014, 108 000 kWh ont été importés sur le réseau de distribution d'Énergie NB par les clients du programme de mesurage net.



La centrale hydroélectrique de Mactaquac

STRATÉGIE 2 - 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.

En 2014-2015, Énergie NB s'est axée sur l'accroissement du flux de trésorerie en capitaux propres tout en continuant de rembourser la dette de 103 millions de dollars. Les domaines d'intervention principaux comprennent:

- La poursuite des réductions de coûts grâce à l'amélioration des processus (Voir stratégie 1)

- L'accroissement des revenus à l'extérieur de la province, de nouveaux produits et services et une augmentation tarifaire de deux pour cent.
- Des stratégies efficaces d'investissement du fonds nucléaires
- Des normes de gestion et de gouvernance efficace des investissements et de gestion de projet.

En vertu de la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick, Énergie NB a établi la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick, une filiale en propriété exclusive d'Énergie NB. Cet organisme se concentre sur la maximisation de la valeur des

actifs de production et de transport d'Énergie NB la vente et les transactions d'énergie à l'exportation. Une attention accrue à ce domaine spécialisé et très concurrentiel de l'industrie aidera à garder les tarifs aussi bas que possible.

Énergie NB a complété la majeure partie de la transition nécessaire à la combinaison des avoirs en portefeuille du fonds nucléaires afin d'assurer un alignement avec la mise à jour de la stratégie d'investissement. À long terme, la nouvelle stratégie d'investissement devrait fournir une plus grande protection contre l'inflation et la réduction des futures exigences de financement.

De nouveaux réverbères DEL; mieux pour l'environnement et plus sécuritaires pour les conducteurs.

Énergie NB a établi des procédés avancés de gouvernance du plan d'investissement afin de prioriser et d'optimiser les principaux investissements. En 2014-2015, ce processus a continué à assurer que les investissements soient réduits au minimum et stratégiquement répartis en fonction de risque, de rendement et du soutien au plan stratégique d'Énergie NB.

STRATÉGIE 3 - Investir dans la technologie, éduquer les clients et inciter la consommation énergétique qui contribuera à réduire et à déplacer la demande (REDD) en vue de modifier les investissements des générations futures.

La stratégie REDD d'Énergie NB est une perspective plus équilibrée et plus globale de changement organisationnel qui comprend les éléments suivants :

- L'introduction de technologies de pointe pour réaliser des réductions de la demande de pointe et pour permettre le déplacement de la consommation d'énergie d'une période de temps à une autre.
- L'éducation des clients pour les aider à comprendre les moyens de mieux gérer leur consommation d'énergie.
- Des initiatives d'efficacité énergétique pour tous les groupes de clients
- Énergie NB donnera l'exemple en mettant en œuvre des changements pour moderniser le réseau d'électricité, améliorer l'exploitation et fournir des produits et des services énergétiques à nos clients
- Des changements apportés aux politiques, aux normes et aux codes.

Cette stratégie représente une transformation de la chaîne de valeur de l'énergie traditionnelle et la relation qu'Énergie NB entretient avec

nos clients. Cela est parmi les plus importants investissements axés sur la clientèle effectué par Énergie NB au cours de la prochaine décennie. La stratégie REDD est synergique avec les deux autres stratégies. Le REDD aidera à devenir un exécutant de quartile supérieur et de réduire la dette par l'accroissement de l'efficacité des processus d'exploitation clés. Par l'introduction de nouveaux produits, de programmes, d'outils et services pour nos clients, nous allons façonner ensemble le paysage énergétique de la province.

Tout au long de l'exercice 2014-2015, Énergie NB a poursuivi son partenariat de 10 ans avec Siemens Canada afin d'intégrer les technologies et l'exploitation de réseau intelligent dans le réseau électrique provincial. Énergie NB et Siemens continuent de travailler à la construction du premier «Internet de l'énergie» entièrement intégré du Canada, permettant des communications bidirectionnelles entre les clients et leurs maisons, les centrales électriques et les réseaux de distribution. Ce sont des changements fondamentaux et des améliorations au réseau qui permettront à tous les intervenants en énergie de profiter d'un réseau moderne et robuste.

L'année dernière, la REDD d'Énergie NB s'est concentrée sur les initiatives d'efficacité énergétique suivante :

- Le déploiement en cours des réverbères DEL dans les municipalités du Nouveau-Brunswick, en fournissant un éclairage très efficace tout en utilisant moins d'énergie.
- La réalisation du défi « déjouer les pointes » visant à éduquer les Néo-Brunswickois sur la façon dont leurs habitudes de consommation d'énergie provoquent des périodes de point en demande d'énergie deux fois par jour, et

en encourageant deux régions de la province à diminuer leur consommation d'énergie au cours de périodes de pointe sur les jours les plus froids de la années.

- L'inauguration du laboratoire d'essai du REDD d'Énergie NB qui est utilisé pour étudier et évaluer les dispositifs énergétiques intelligents.
- L'introduction de notre marque de produits écoénergétique « de bonnes habitudes » pour nos consommateurs, visant à sensibiliser et à engager les Néo-Brunswickois dans leurs propres habitudes énergétiques, tout en offrant une plate-forme pour aider les Néo-Brunswickois de sorte à ne pas payer pour de l'électricité dont ils n'ont pas besoin.
- Le début de la version de production du logiciel de la centrale virtuelle en préparation pour le déploiement et la gestion des dispositifs d'énergie intelligents. La centrale virtuelle offre une connectivité bidirectionnelle à des dispositifs intelligents qui peuvent être gérés individuellement ou dans leur ensemble pour fournir des gains d'efficacité pour les clients et une meilleure gestion du réseau.
- La poursuite du programme de véhicule électrique à travers la fourniture de bornes de recharge additionnelles et l'introduction de véhicules électriques au public lors de notre participation à divers événements.
- Le déploiement et l'amélioration des programmes d'efficacité énergétique, en collaboration avec Efficacité NB.

Financiers

○ Rapport de gestion.....	23
○ Rapport de la direction et du vérificateur.....	46
○ États financiers consolidés	48
○ Notes complémentaires	53
○ Aperçu statistique.....	102



RAPPORT DE GESTION

Introduction

Le présent rapport de gestion examine les résultats financiers et d'exploitation de l'exercice clos le 31 mars 2015 par rapport à ceux de l'exercice précédent. Ce rapport devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés et aux notes complémentaires.

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 2014-2015, 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 consolidés.
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 bénéficiaires 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 10 % à 15 % 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.</p>

Facteurs de performance financière et d'exploitation (suite)

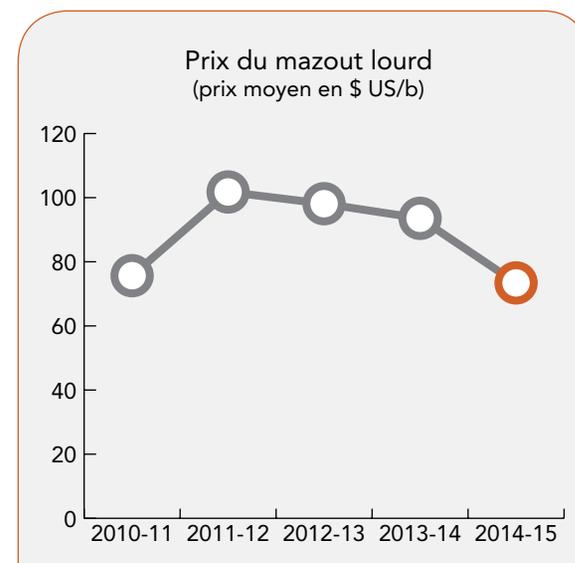
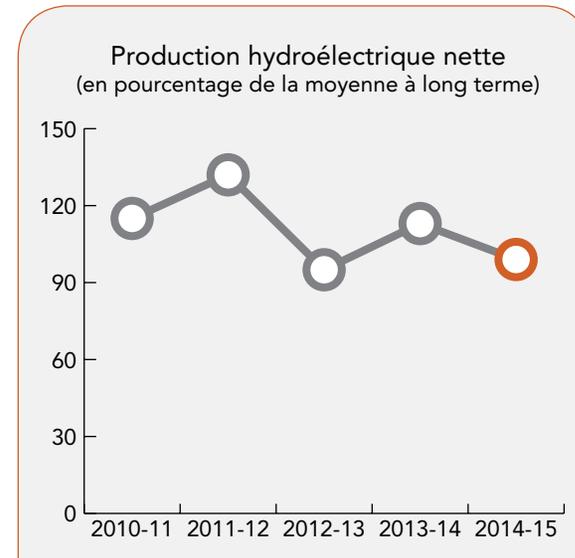
Facteurs ayant une incidence sur la performance financière et d'exploitation (suite)

Facteur (suite)	Description
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 (suite)

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

Facteur (suite)	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"> <tr> <td>Lorsque les flux hydrauliques sont</td> <td>Énergie NB</td> </tr> <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> </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 d'électricité à terme, ce qui lui fournit des marges plus prévisibles à l'extérieur de la province.</p>						



Facteurs de performance financière et d'exploitation (suite)

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

Facteur (suite)	Description
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 1,06 \$ et 1,28 \$. Néanmoins, dans l'ensemble, le dollar a accusé une dépréciation assez stable par rapport au dollar américain, passant de 1,12 \$ au début de l'exercice à 1,28 \$ 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.

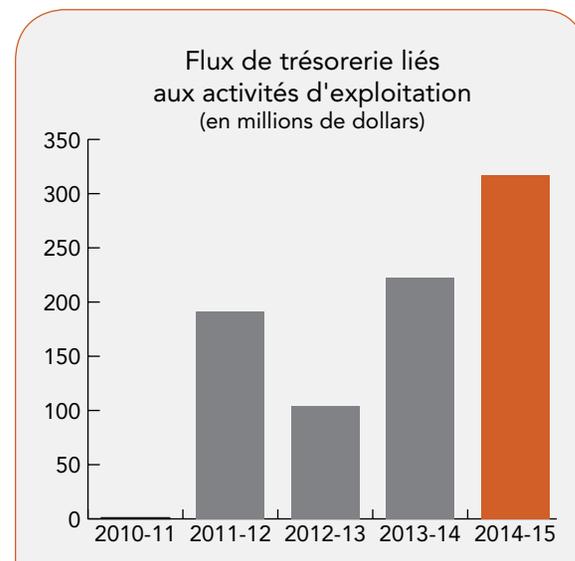
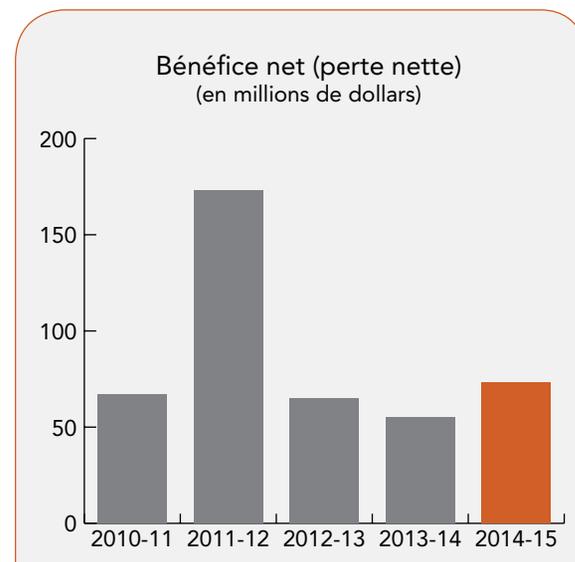
Mesures importantes de la performance financière

Performance financière (en millions)	2014-2015	2013-2014
Bénéfice net	73 \$	55 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	317 \$	223 \$
Dépenses en immobilisations nettes	214 \$	179 \$
Dette nette totale à la fin de l'exercice	4 915 \$	5 018 \$
(Baisse) hausse de la dette nette	(103) \$	(44) \$
Variation nette des reports réglementaires	(73) \$	(69) \$

Ratios et pourcentages financiers

Ratios et pourcentages financiers	2014-2015	2013-2014
Marge brute	52,0 %	51,5 %
Flux de trésorerie d'exploitation/dépenses en immobilisations	1,48	1,25
Flux de trésorerie d'exploitation/dette totale	0,06	0,04
Dépenses en immobilisations/valeur comptable nette des immobilisations	5 %	4 %
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	94 %	95 %
Ratio de couverture des intérêts ¹	1,04	1,10

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 de financement ajustés (frais de financement déduction faite des produits d'intérêts 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 débetures et de l'amortissement des intérêts reportés).



Performance financière (suite)

Faits saillants

Le bénéfice net d'Énergie NB s'est élevé à 73 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2015, comparativement à 55 millions de dollars pour l'exercice précédent. Les facteurs importants qui ont contribué à l'écart de 18 millions de dollars d'un exercice à l'autre sont les suivants :

- Hausse de 70 millions de dollars des gains réalisés et non réalisés sur les placements des fonds en fiducie au titre du nucléaire;
- Augmentation de 9 millions de dollars de la marge brute en raison surtout de
 - o la baisse globale des prix de l'énergie achetée par rapport à l'exercice précédent;
 - o la hausse des produits à l'intérieur de la province attribuable à une augmentation de 2 % des tarifs, au temps plus froid et à une hausse de la charge, facteurs partiellement contrebalancés par
 - o la diminution des produits à l'extérieur de la province en raison d'un moins grand nombre d'occasions de vente au Québec, à l'Île-du-Prince-Édouard et à la Nouvelle-Écosse et de la baisse des prix à l'exportation attribuable au marché
 - o la diminution des flux hydrauliques (qui correspondaient à 1 % au-dessous de la moyenne à long terme en 2014-2015, par rapport à 15 % au-dessus de la moyenne à long terme en 2013-2014)

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 40 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2014-2015 en raison essentiellement de la hausse des coûts associés à des pannes non prévues et prolongées à la centrale de Point Lepreau et de l'augmentation des coûts attribuables aux tempêtes, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse de la charge de retraite découlant de l'adoption du modèle à risques partagés.
- une hausse de 9 millions de dollars de la charge d'amortissement et de déclassement en 2014-2015 en raison essentiellement de la durée de vie plus courte des bouchons de fermeture à la centrale de Point Lepreau et du remplacement des lampes de réverbère par des lampes DEL;
- une baisse de 7 millions de dollars des produits divers en 2014-2015.

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

Dette nette

En 2014-2015, la dette d'Énergie NB a diminué de 103 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.

Tempêtes

Le Nouveau-Brunswick a subi plusieurs tempêtes importantes au cours de l'exercice 2014-2015, la plus notable étant la tempête post-tropicale Arthur (« Arthur »). Arthur a duré 27 heures durant la fin de semaine du 5 et 6 juillet 2014, balayant un secteur d'une largeur de 400 km au Nouveau-Brunswick et certaines parties de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. Avec des rafales de vent de plus de 100 km/h et une quantité de pluie ayant atteint jusqu'à 143 mm, cette tempête est devenue la plus dévastatrice de l'histoire du Nouveau-Brunswick, les coûts des dommages totalisant 23 millions de dollars. Environ 195 000 clients – 60 pour cent de la clientèle d'Énergie NB – ont été touchés par les multiples pannes. En outre, durant l'hiver 2014-2015, des tempêtes du nord-est ont entraîné des chutes de neige importantes, la formation de glace et de forts vents, ce qui a causé plusieurs pannes.

Stratégie de placement modifiée pour les fonds au titre du nucléaire

L'exercice 2014-2015 comprend des profits sur placements de 49 millions de dollars enregistrés durant la transition de placements effectuée conformément à une stratégie de placement modifiée qui est actuellement mise en œuvre. Le portefeuille de placements est actuellement modifié en faveur d'une plus grande diversité d'actifs afin de fournir une meilleure protection contre l'inflation et de réduire les apports futurs prévus à long terme.

Résultats d'un exercice à l'autre – Produits

Introduction

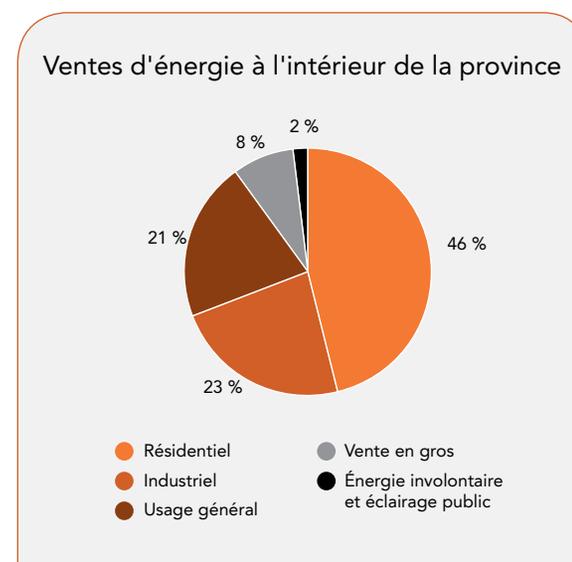
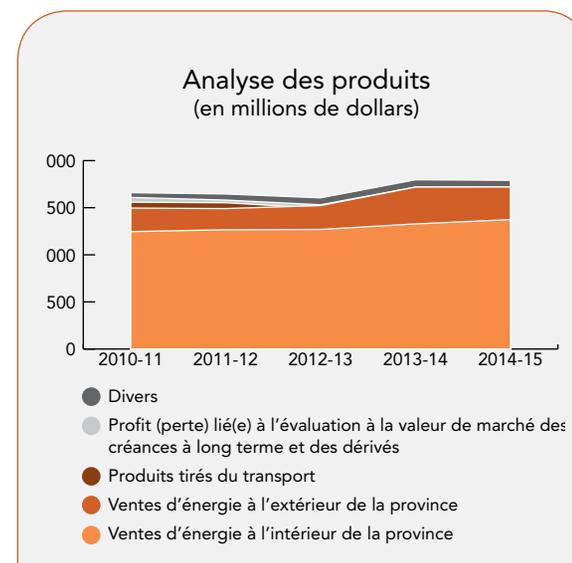
La présente section contient un compte rendu des produits d'Énergie NB au cours de l'exercice et par rapport aux exercices précédents.

Vue d'ensemble des produits

Vue d'ensemble des produits (en millions)	2014-2015	2013-2014
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province	1 374 \$	1 328 \$
À l'extérieur de la province	346	391
Divers	71	78
Total des produits	1 791 \$	1 797 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	(-) %	12 %

VENTES D'ÉNERGIE À L'INTÉRIEUR DE LA PROVINCE

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province (en millions)	2014-2015	2013-2014
Résidentiel	635 \$	607 \$
Industriel	318	310
Usage général	285	278
Vente en gros	112	109
Éclairage public	24	24
Total	1 374 \$	1 328 \$
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	3 %	5 %
GWh	13 648	13 388
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	2 %	2 %



Résultats d'un exercice à l'autre – Produits (suite)

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

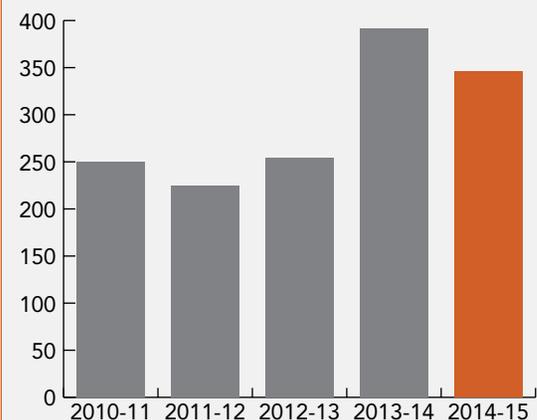
Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 374 millions de dollars en 2014-2015, ce qui représente une augmentation de 46 millions de dollars ou de 3 pour cent par rapport à 2013-2014. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	46 millions de dollars	Hausse de 2 % des tarifs le 1 ^{er} octobre 2014, températures plus froides, hausse de la charge de transport résidentielle et industrielle, d'usage général et de commerce en gros

VENTES D'ÉNERGIE À L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (en millions)	2014-2015	2013-2014
Produits	346 \$	391 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation	(12) %	54 %
GWh	4 575	4 966
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	(8) %	41 %

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (en millions de dollars)



Résultats d'un exercice à l'autre – Produits (suite)

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

En 2014-2015, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont diminué de 45 millions de dollars ou de 12 pour cent par rapport à 2013-2014. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
(Diminution)	(31 millions de dollars)	Baisse des volumes principalement attribuable à un moins grand nombre d'occasions de vente au Québec, à l'Î.-P.-É. et à la Nouvelle-Écosse
(Diminution)	(14 millions de dollars)	Diminution 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 71 millions de dollars en 2014-2015, une diminution de 7 millions de dollars par rapport à 2013-2014. Cette baisse est principalement attribuable au produit des réclamations au titre des garanties des bouchons de fermeture 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

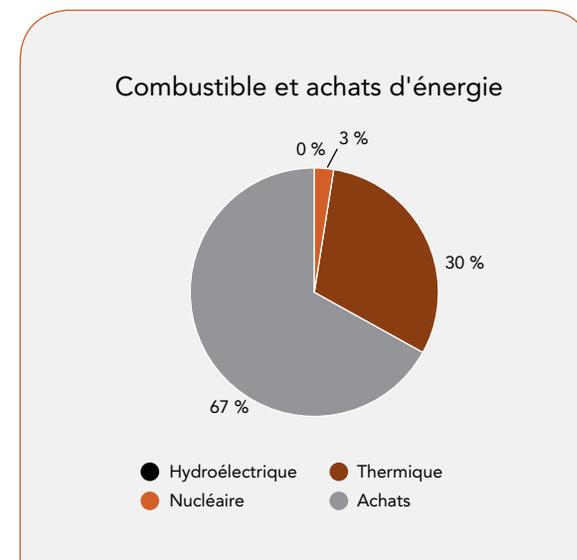
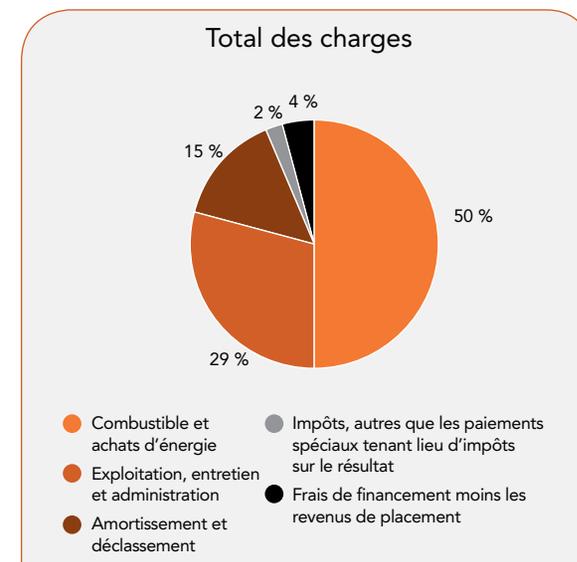
Charges (en millions)	2014-2015		2013-2014	
	\$	%	\$	%
Combustible et achats d'énergie	826 \$	50 %	834 \$	50 %
Exploitation, entretien et administration	477	29	437	26
Amortissement et déclassement	239	15	230	14
Impôts	37	2	36	2
Frais de financement	229	14	223	13
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	(122)	(7)	(87)	(5)
Profits liés à la valeur du marché des placements détenus à des fins de transaction	(41)	(3)	-	-
Total	1 645 \$	100 %	1 673 \$	100 %
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre		(2) %		3 %

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

Le total des charges a diminué de 28 millions de dollars pour atteindre 1 645 millions de dollars en 2014-2015. Les écarts s'établissent sont présenté ci-dessous :

COMBUSTIBLE ET ACHATS D'ÉNERGIE

Combustible et achats d'énergie (en millions)	2014-2015		2013-2014	
	\$	%	\$	%
Hydro	0	0	0	0
Nucléaire	22	3	23	3
Thermique	253	30	231	28
Achats	551	67	580	69
Total	826 \$	100 %	834 \$	100 %
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre		(1) %		3 %



Résultats d'un exercice à l'autre – Charges (suite)

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 826 millions de dollars en 2014-2015, soit une diminution de 8 millions de dollars ou de un pour cent depuis 2013-2014.

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

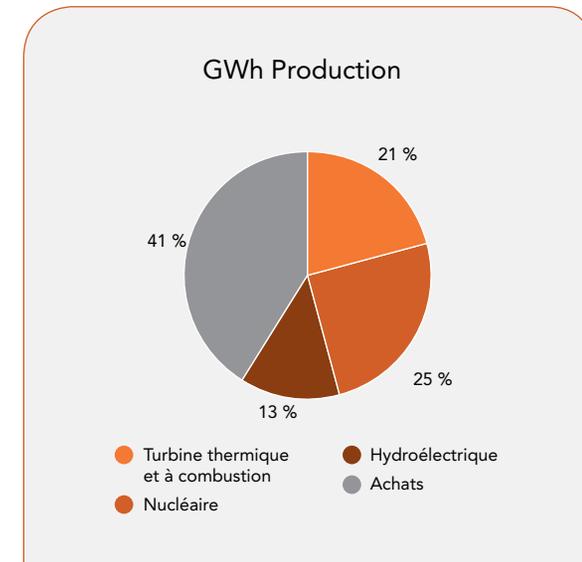
Facteurs contributifs

	Montant	Raisons
(Diminution)	(20 millions de dollars)	Réduction des coûts d'approvisionnement en raison de la baisse des prix d'achat en 2014-2015

(Diminution)	(16 millions de dollars)	Baisse des volumes globaux requis
--------------	--------------------------	-----------------------------------

Facteurs compensatoires

Augmentation	28 millions de dollars	Baisse des flux hydrauliques
--------------	------------------------	------------------------------



Résultats d'un exercice à l'autre – Charges (suite)

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)	2014-2015	2013-2014
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	477 \$	437 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	9 %	(3) %

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 477 millions de dollars en 2014-2015, soit une augmentation de 40 millions de dollars ou de neuf pour cent comparativement à 2013-2014. Voici les changements importants :

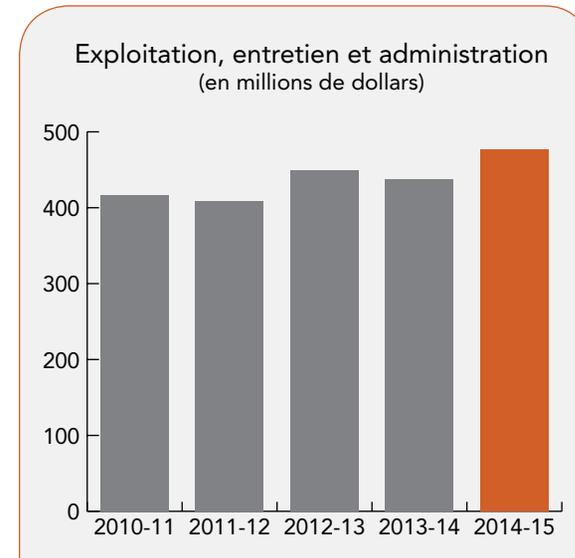
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Facteurs contributifs

	Montant	Raisons
Augmentation	28 millions de dollars	Hausse des coûts associés aux pannes planifiées et forcées à la centrale de Point Lepreau et accroissement des efforts visant à améliorer la fiabilité de l'équipement grâce à la réduction des bons de travail en attente relatifs à l'entretien
Augmentation	18 millions de dollars	Hausse des coûts associés aux tempêtes
Augmentation	7 millions de dollars	Hausse des coûts associés aux pannes planifiées et forcées de la centrale thermique

Facteurs compensatoires

(Diminution)	(14 millions de dollars)	Baisse de la charge de retraite en raison de l'adoption d'un modèle à risques partagés
--------------	--------------------------	--



Résultats d'un exercice à l'autre – Charges (suite)

FRAIS DE FINANCEMENT MOINS LES REVENUS DE PLACEMENT

Frais de financement (en millions)	2014-2015	2013-2014
Frais de financement	229 \$	223 \$
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	(122)	(87)
Évaluation à la valeur du marché des placements détenus à des fins de transaction	(41)	–
Frais de financement moins les revenus de placement	66 \$	136 \$
Pourcentage (de diminution) d'un exercice à l'autre	(51) %	(5) %

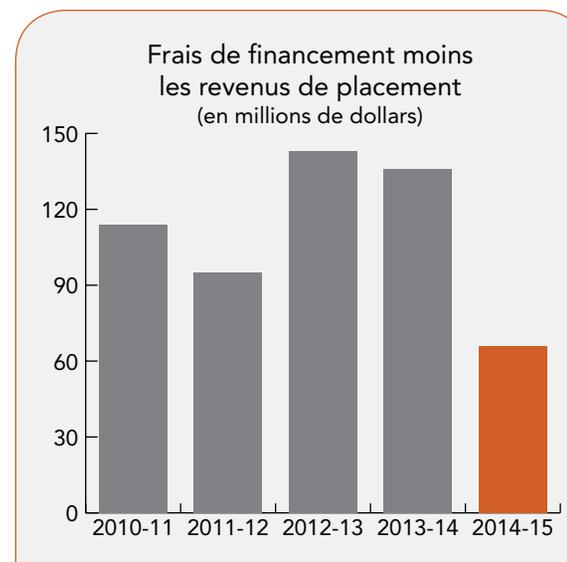
Facteurs contribuant aux changements des frais de financement moins les revenus de placement

Les frais de financement moins les revenus de placement se sont élevés à 66 millions de dollars en 2014-2015, soit une diminution de 70 millions de dollars ou de 51 pour cent par rapport à 2013-2014, principalement en raison des facteurs suivants :

Frais de financement moins les revenus de placement

Facteur contributif

Facteur contributif	Montant	Raisons
(Diminution)	(70 millions de dollars)	Hausse du bénéfice tiré du fonds d'amortissement et du gain réalisé et non réalisé sur les fonds au titre du nucléaire par suite de la transition de placements dans le cadre d'une stratégie de placement modifiée, baisse de la dette à long terme impayée en 2014-2015, hausse des intérêts sur les reports, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la hausse du change sur la dette aux États-Unis



Résultats d'un exercice à l'autre – Charges (suite)

AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

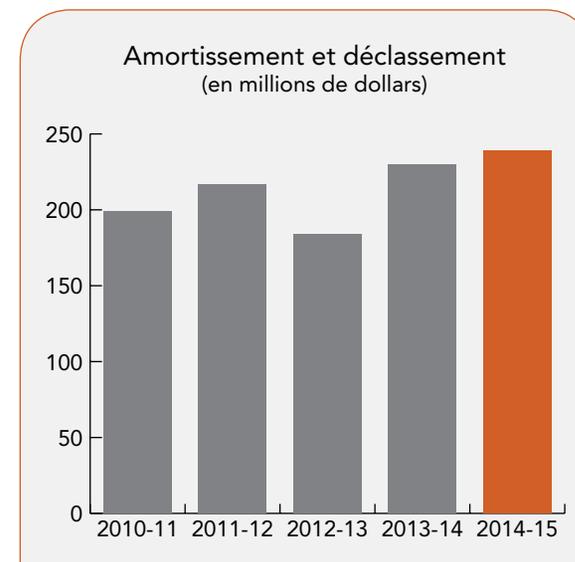
Amortissement et déclassément (en millions)	2014-2015	2013-2014
Amortissement et déclassément	239 \$	230 \$
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	4 %	25 %

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

Les coûts d'amortissement et de déclassément se sont chiffrés à 239 millions de dollars en 2014-2015, soit une hausse de 9 millions de dollars ou de quatre pour cent comparativement à 2013-2014, en raison des facteurs principaux suivants :

Charges d'amortissement et de déclassément

	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	7 millions de dollars	Durée de vie plus courte des bouchons de fermeture
Augmentation	3 millions de dollars	Remplacement des lampes de réverbère par de nouvelles lampes DEL
Augmentation	3 millions de dollars	Radiation d'actifs technologiquement obsolètes
Augmentation	2 millions de dollars	Comptabilisation à l'actif des coûts de remise à neuf à Eel River
Facteurs compensatoires		
(Diminution)	(8 millions de dollars)	Ajustement à l'actif relatif au déclassément des centrales Dalhousie, Coleson Cove, Grand Lake et Belledune, ainsi qu'à la gestion du combustible irradié en 2014-2015



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 2014-2015, 71 millions de dollars liés aux coûts reportés ont été comptabilisés, dont une tranche de 52 millions de dollars avait trait aux frais d'intérêt.

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.

Reports réglementaires (suite)

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 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 (il restait neuf ans au 31 mars 2015) pour mieux assortir les avantages du règlement des coûts de la remise à neuf de Coleson Cove.

INCIDENCE SUR LES BÉNÉFICES

En 2014-2015, 2 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 24 millions de dollars à la suite du règlement de la poursuite,

partiellement contrebalancées par :

- l'actualisation de 22 millions de dollars du bénéfice pour les clients.

Bénéfice net ajusté pour éliminer les effets de la réglementation comptable

En tant qu'entité à tarif réglementé, Énergie NB applique la comptabilité réglementaire. Si Énergie NB n'appliquait pas la comptabilité réglementaire, le bénéfice net s'établirait alors comme suit :

	2014-2015	2013-2014
Bénéfice net	73	55
Moins l'ajustement au bénéfice découlant du report réglementaire	73	69
Moins les intérêts sur le report (la réduction des frais de financement)	(53)	(49)
Bénéfice net ajusté pour éliminer les effets de la réglementation comptable	93	75

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

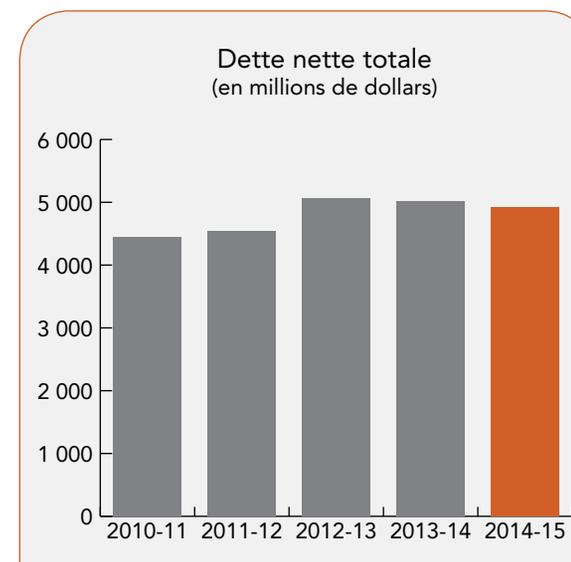
Cette section présente un aperçu de la situation de trésorerie et des sources de financement d'Énergie NB. Les deux principaux facteurs ayant une incidence sur la dette nette d'Énergie NB sont les dépenses en immobilisations et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Dette nette totale

Dette nette totale (en millions)	2014-2015	2013-2014
Dette à long terme	4 025 \$	4 567 \$
Tranche à court terme de la dette à long terme	580	–
Dette à court terme	784	858
Trésorerie et montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	(474)	(407)
Dette nette totale	4 915 \$	5 018 \$
Dette nette/capital	94 %	95 %
Flux de trésorerie d'exploitation/dette nette totale	0,06	0,04

Facteurs ayant une incidence sur la dette nette

Variation de la dette nette totale (en millions)	2014-2015	2013-2014
Dette nette totale – 1 ^{er} avril	5 018 \$	5 062 \$
Autres dépenses en immobilisations	214	179
Flux de trésorerie d'exploitation	(317)	(223)
Dette nette totale – 31 mars	4 915 \$	5 018 \$



Situation de trésorerie et sources de financement (suite)

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

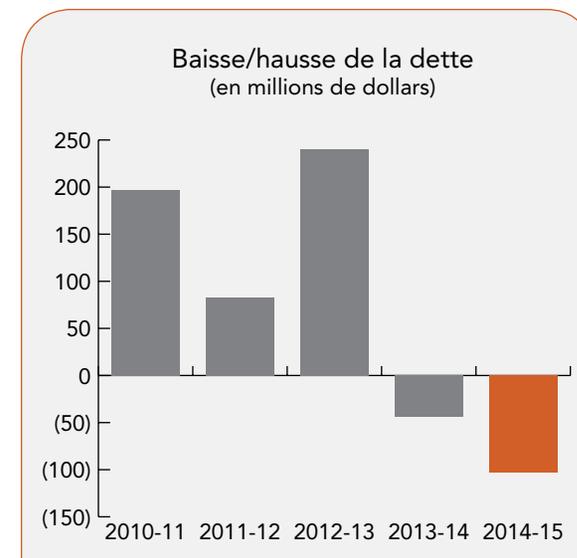
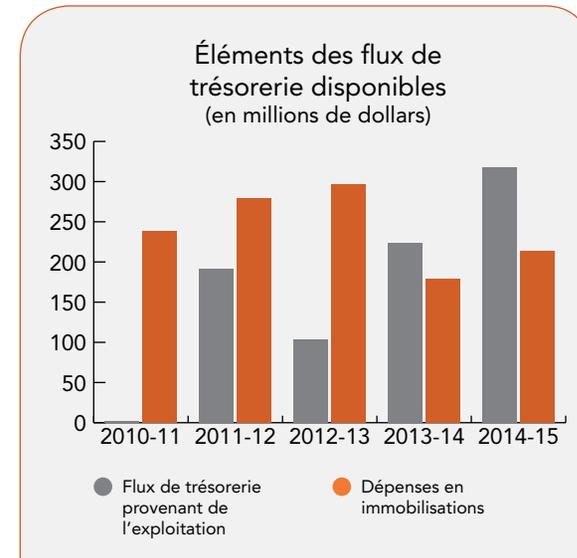
La dette totale a diminué de 103 millions de dollars en 2014-2015 en raison des exigences suivantes :

RENTRÉES DE TRÉSORERIE

Diminution (augmentation) de la dette nette (en millions)	2014-2015	2013-2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	317 \$	223 \$
Dépenses en immobilisations moins le produit de la cession	(214)	(179)
Rentrées de trésorerie	103	44 \$
Variation de la trésorerie	-	(2)
Diminution de la dette	103 \$	42 \$

Facteurs contribuant à la variation des flux de trésorerie

Les rentrées de trésorerie ont été de 103 millions de dollars en 2014-2015, soit une augmentation de 59 millions de dollars par rapport à 2013-2014. La raison principale de l'augmentation est une hausse de la marge brute, facteurs qui a été en partie contrebalancé par une hausse des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que des dépenses en immobilisations.



Situation de trésorerie et sources de financement (suite)

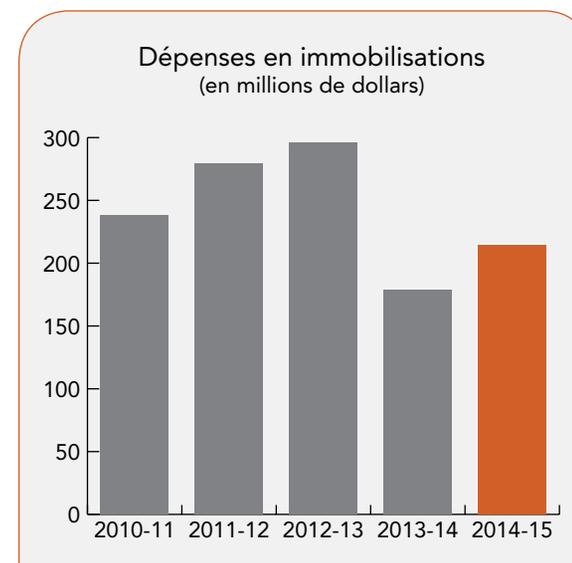
DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations (en millions)	2014-2015	2013-2014
Dépenses en immobilisations majeures du projet	57 \$	51 \$
Dépenses en immobilisations régulières du projet	164	131
Moins les apports des clients et le produit de la cession	(7)	(3)
Total des dépenses en immobilisations	214 \$	179 \$

Facteurs contribuant à la variation des dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations, déduction faite des apports des clients, se sont chiffrées à 214 millions de dollars en 2014-2015. Cette augmentation d'un exercice à l'autre de 35 millions de dollars ou de 20 pour cent s'explique essentiellement par les éléments suivants :

Dépenses en immobilisations	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	33 millions de dollars	Augmentation des dépenses en immobilisations régulières
Augmentation	6 millions de dollars	Augmentation des dépenses du projet d'Eel River, partiellement contrebalancée par une baisse des dépenses liées au projet Réduire et déplacer la demande



Changements de méthodes comptables critiques

Introduction

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

Sujet	But
Changements de méthodes comptables pour l'exercice 2015	Aucun changement n'a eu d'incidence sur les états financiers au cours de l'exercice clos le 31 mars 2015.
Futur changement : Normes internationales d'information financière (« IFRS »)	Description des changements requis que la Société devra apporter dans l'avenir en vue de l'adoption des IFRS

Conversion future aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En février 2013, le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a confirmé que toutes les entreprises à tarifs réglementés du Canada doivent présenter leur information financière conformément aux IFRS à compter des exercices ouverts après le 1^{er} janvier 2015. Par conséquent, les états financiers pour l'exercice clos le 31 mars 2016 seront préparés conformément aux IFRS. Les données correspondantes de l'exercice précédent, y compris les soldes d'ouverture, seront également établies en fonction des IFRS.

Afin de se préparer à la conversion aux IFRS, la Société a entrepris un projet de conversion pluriannuel. En conséquence, les employés de la Société ont reçu une formation et ont acquis une connaissance approfondie des IFRS, ont terminé l'évaluation des méthodes comptables et ont mis à jour les processus et les systèmes.

Principales estimations comptables

Veillez vous reporter à la note 4n) 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.

Le président et chef de la direction

Le vice-président des services d'entreprise et chef des finances

Gaëtan Thomas

Darren Murphy

Le 24 juin 2015



À l'honorable Jocelyne Roy-Vienneau,
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick,
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Madame la Lieutenant-gouverneur,

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 24 juin 2015

État consolidé des résultats

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars

	2015	2014
Produits		
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province	1 374 \$	1 328 \$
À l'extérieur de la province (note 6)	346	391
Produits divers	71	78
	1 791	1 797
Charges		
Combustible et achats d'énergie	826	834
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	477	437
Amortissement et déclassé (note 7)	239	230
Impôts (note 8)	37	36
	1 579	1 537
Bénéfice avant les éléments ci-dessous :	212	260
Frais de financement (note 9)	229	223
Fonds d'amortissement et autre revenu de placement (note 9)	(122)	(87)
Évaluation à la valeur de marché des placements détenus à des fins de transaction (note 9)	(41)	–
Reports réglementaires (notes 3 et 13)	73	69
Bénéfice net	73 \$	55 \$

État consolidé des bénéfices non répartis

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars

	2015	2014
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	252 \$	197 \$
Bénéfice net de l'exercice	73	55
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	325 \$	252 \$

Bilan consolidé

(en millions)

Aux 31 mars

	2015	2014
Actif à court terme		
Trésorerie	3 \$	3 \$
Débiteurs	269	305
Matières, fournitures et combustible	184	211
Charges payées d'avance	9	8
Tranche à court terme de la créance à long terme (note 11)	1	1
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 25)	67	132
Tranche à court terme des actifs réglementaires (note 13)	20	21
	553	681
Immobilisations corporelles		
Immobilisations corporelles, au coût (note 14)	8 500	8 381
Moins : amortissement cumulé (note 14)	4 489	4 309
	4 011	4 072
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 15)	720	611
Créance à long terme (note 11)	16	16
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement (note 12)	471	404
Actifs dérivés (note 25)	6	25
Actifs réglementaires (note 13)	1 012	1 031
Autre actif (note 16)	2	2
	2 227	2 089
Autres actifs		
Actifs incorporels (note 17)	20	21
Actif total	6 811 \$	6 863 \$

AU NOM DE LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK,

Le président du conseil

Le président et chef de la direction



Ed Barrett



Gaëtan Thomas

Bilan consolidé (suite)

(en millions)

Aux 31 mars

	2015	2014
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 19)	784 \$	858 \$
Créditeurs et charges à payer	256	236
Intérêts courus	47	46
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 20)	580	–
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 25)	73	13
	1 740	1 153
Dette à long terme		
Débentures (note 20)	4 025	4 567
Passif reporté		
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 21)	592	635
Autres passifs reportés (note 22)	109	108
Passifs dérivés (note 25)	20	1
	721	744
Capitaux propres		
Cumul des autres éléments du résultat étendu	–	147
Bénéfices non répartis	325	252
	325	399
Total du passif et des capitaux propres	6 811 \$	6 863 \$
Engagements, éventualités et garanties (note 27)		

État consolidé du résultat étendu

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2015	2014
Bénéfice net	73 \$	55 \$
Autres éléments du résultat étendu		
(Perte nette) gain net non réalisé sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(123)	221
Amortissement des frais d'intérêts reportés	2	2
Gain net (perte nette) non réalisé lié à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du nucléaire	45	(25)
	(76)	198
Reclassement aux résultats des bénéfices tirés des fonds en fiducie au titre du nucléaire	(46)	(25)
Reclassement aux résultats des dérivés réglés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(25)	(106)
Autres éléments du résultat étendu	(147)	67
Résultat étendu	(74) \$	122 \$

État consolidé du cumul des autres éléments du résultat étendu

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2015	2014
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	147 \$	80 \$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(147)	67
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	- \$	147 \$

État consolidé des flux de trésorerie

(en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars

	2015	2014
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	73 \$	55 \$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds (note 23)	183	241
	256	296
Paiements liés aux fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(6)	–
Dépenses liées au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié	(11)	(14)
Paiement des allocations de retraite	(7)	(14)
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	85	(45)
	317	223
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite des apports de clients	(221)	(182)
Produit de la cession et acquisitions hors trésorerie	7	3
	(214)	(179)
Activités de financement		
Remboursement de la dette	–	(384)
Produit de l'émission de la dette à long terme	–	180
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	(74)	171
Variation du fonds d'amortissement et écart de change sur la dette	(29)	(9)
	(103)	(42)
(Sorties) rentrées nettes	–	2
Trésorerie au début de l'exercice	3	1
Trésorerie à la fin de l'exercice	3 \$	3 \$

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 NB 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 l'énergie excédentaire produite au Nouveau-Brunswick dans d'autres territoires.

2. Mode de présentation

Les états financiers consolidés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent (se reporter à la note 4). Les états financiers consolidés comprennent les comptes d'Énergie NB et de Commercialisation d'Énergie NB.

3. 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 1^{er} 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 des barèmes de tarifs proposés pour ses services.
- Énergie NB doit présenter à la CESP une demande d'approbation du tarif d'accès ouvert au réseau de transport (« TAORT ») ou pour toute modification du tarif de transport. 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 dettes et de 35 pour cent de capitaux propres.
- Énergie NB a présenté à la CESP, à titre informatif, le plan intégré des ressources de 2014 et doit continuer d'en présenter un au moins tous les trois ans par la suite.
- À titre informatif, Énergie NB doit présenter chaque année à la CESP un plan stratégique, financier et d'immobilisations visant les 10 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.

3. Réglementation des tarifs (suite)

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 2015, 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 14). 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 2012) :

- 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;

moins :

- déduction faite des coûts inclus 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*).

3. 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 13), 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. Les avantages du règlement seront :

- amortis sur la durée de vie utile restante (23 ans au moment du règlement, 15 ans au 31 mars 2015) de la centrale de Coleson Cove;
- crédités aux clients en versements échelonnés sur 17 ans (neuf ans au 31 mars 2015), 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 futurs, 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 se serait présenté comme suit :

	2015	2014
Bénéfice net	73 \$	55 \$
Moins : ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	73	69
Moins : intérêts sur le report (réduction des frais de financement)	(53)	(49)
Bénéfice net ajusté pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire	93 \$	75 \$

4. 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 | f) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | k) Instruments financiers |
| b) Immobilisations corporelles | g) Régimes de retraite | l) Dérivés |
| c) Actifs incorporels | h) Allocations de retraite | m) Consolidation des entités à détenteurs de droits variables |
| d) Opérations de change | i) Programmes de retraite anticipée | n) Utilisation d'estimations |
| e) Dette à long terme | j) Produits | |

4. Principales conventions comptables (suite)

a) Stocks de matières, de fournitures et de combustible

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

b) Immobilisations corporelles

COÛT DES AJOUTS

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

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

moins :

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

DÉCLASSEMENT DE CENTRALES ET GESTION DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

Les immobilisations corporelles comprennent 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.

4. Principales conventions comptables (suite)

b) Immobilisations corporelles (suite)

COÛT DES ACTIFS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION MIS HORS SERVICE

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, y compris le démontage moins 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 estimative.

DURÉE D'UTILISATION PRÉVUE

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

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

Actifs	Années
Centrales énergétiques	
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 et biens	De 45 à 50
Systèmes informatiques	6
Véhicules	De 8 à 20
Actifs divers	15

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.

4. Principales conventions comptables (suite)

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 17).

d) Opérations de change

Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan.

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

e) Dette à long terme

La dette à long terme est classée comme autres passifs aux fins de la comptabilisation des instruments financiers et est comptabilisée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif [se reporter à la note 4k)]. 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 déclassement 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.

4. Principales conventions comptables (suite)

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

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 (« SGDN ») 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 SGDN, 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 2015 :

- les coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié. Ces coûts 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 2015;
- 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.

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 nucléaire et thermiques. Plus précisément, la charge de désactualisation est :

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

4. Principales conventions comptables (suite)

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

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES ET ACTIFS DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Pour les centrales hydroélectriques et pour les actifs des réseaux de transport et de distribution, aucune date de mise hors service ne peut être déterminée. Par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement.

- Centrales hydroélectriques

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. Comme il n'est pas réaliste ni possible d'obtenir toute l'information requise pour effectuer l'attribution très précise de la tranche de l'obligation d'Énergie NB, celle-ci utilise la méthode de comptabilisation des régimes à cotisations déterminées pour comptabiliser sa tranche du RRPSP.

Le Régime de pension de retraite des employés de NB Coal Limited est 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 d'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.

4. Principales conventions comptables (suite)

i) Programmes de retraite anticipée

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

j) Produits

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

4. Principales conventions comptables (suite)

k) Instruments financiers

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

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

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

DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les actifs et les passifs financiers de cette catégorie sont généralement acquis en vue d'être revendus avant leur échéance. 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 fonds communs des fonds distincts;
- 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.

4. 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 comptabilisées en résultat 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 :

- le 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 comptabilisés en résultat 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	comptabilisés au coût

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

4. Principales conventions comptables (suite)

k) Instruments financiers (suite)

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 25). La hiérarchie est établie en fonction des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur.

l) 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 pris en compte dans le résultat net.

4. Principales conventions comptables (suite)

I) Dérivés (suite)

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.

4. Principales conventions comptables (suite)

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 commun 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.

RAISONNEMENT RELATIF À TOUS LES CONTRATS D'ACHAT D'ÉNERGIE, À L'EXCEPTION D'UN SEUL

Pour tous les contrats en question, à l'exception d'un seul, 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 2015, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 55 millions de dollars, comparativement à 70 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2014.

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.

4. Principales conventions comptables (suite)

n) Utilisation d'estimations (suite)

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

Note	Estimation
Note 4b)	Immobilisations corporelles
Note 4j)	Produits (estimations des montants facturés)
Note 7	Amortissement et déclassement des immobilisations corporelles
Note 13	Actifs et passifs réglementaires
Note 15	Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 18	Prestations de retraite reportées
Note 21	Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 22	Passifs reportés – autres
Note 25	Instruments financiers
Note 27	Engagements, éventualités et garanties

5. Modifications de conventions comptables

Modifications de conventions au cours de l'exercice clos le 31 mars 2015

Au cours de l'exercice clos le 31 mars 2015, aucune modification n'a eu d'incidence sur les états financiers.

Modifications comptables futures

PREMIÈRE APPLICATION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRES (« IFRS »)

En février 2013, le Conseil des normes comptables (« CNC ») a confirmé que toutes les entreprises à tarifs réglementés du Canada doivent présenter leur information financière conformément aux IFRS à compter des exercices ouverts après le 1^{er} janvier 2015. Par conséquent, les états financiers pour l'exercice clos le 31 mars 2016 seront préparés conformément aux IFRS. Les données correspondantes de l'exercice précédent, y compris les soldes d'ouverture, seront également établies en fonction des IFRS.

Afin de se préparer à la conversion aux IFRS, la Société a entrepris un projet de conversion pluriannuel. En conséquence, les employés de la Société ont reçu une formation et ont acquis une connaissance approfondie des IFRS, ont terminé l'évaluation des méthodes comptables et ont mis à jour les processus et les systèmes.

6. Produits provenant de l'extérieur de la province

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

	2015	2014
Clients aux États-Unis	239 \$	267 \$
Clients au Canada	107	124
Produits provenant de l'extérieur de la province	346 \$	391 \$

7. Amortissement et déclassement

	2015	2014
Amortissement	208 \$	198 \$
Déclassement	31	32
Amortissement et déclassement	239 \$	230 \$

8. Impôt

	2015	2014
Impôts fonciers	20 \$	20 \$
Impôts sur les services publics et les emprises	17	16
Impôts	37 \$	36 \$

9. Frais de financement

	2015	2014
Intérêts débiteurs	218 \$	224 \$
Frais de gestion du portefeuille de la dette	33	32
Pertes de change	40	22
	291	278
Moins les intérêts capitalisés	(62)	(55)
Frais de financement	229	223
Moins : Bénéfice tiré du fonds d'amortissement et d'autres produits de placement	(122)	(87)
Moins : Bénéfice tiré des placements détenus à des fins de transaction	(41)	–
Frais de financement moins le revenu de placement	66 \$	136 \$

Intérêts versés et reçus au cours de l'exercice

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 216 millions de dollars, comparativement à 227 millions de dollars en 2014. Les intérêts perçus sur les placements et les bénéfices liés au fonds d'amortissement au cours de l'exercice se chiffrent à 120 millions de dollars, comparativement à 89 millions de dollars en 2014.

10. Gestion du capital

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	2015	2014
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	580 \$	– \$
Moins : trésorerie	(3)	(3)
	577	(3)
Dette à court terme	784	858
Dette à long terme	4 025	4 567
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	(471)	(404)
Total de la dette nette ¹	4 915	5 018
Bénéfices non répartis	325	252
Total du capital	5 240 \$	5 270 \$
Pourcentage de la dette nette ¹ dans la structure du capital	94 %	95 %

11. Créance à long terme

En 2013, Énergie NB a vendu certains actifs du réseau de distribution à un tiers. Cette transaction a été partiellement contrebalancée par l'achat des actifs relatifs aux chauffe-eau de ce même tiers. En 2015, Énergie NB a vendu des actifs du réseau de distribution supplémentaires à ce tiers. Ces transactions ont donné lieu à une créance à long terme dont le solde net de 19 millions de dollars sera recouvré sur 20 ans, au taux d'intérêt annuel de 3,85 %.

Créance à long terme	2015	2014
Solde d'ouverture	17 \$	18 \$
Vente additionnelle	1	–
Paiements effectués	(1)	(1)
	17	17
Moins : tranche à court terme	(1)	(1)
Solde de clôture	16 \$	16 \$

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

12. 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 :

	2015	2014
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement, au début de l'exercice	404 \$	376 \$
Bénéfices tirés du fonds d'amortissement	17	16
Gains de change	41	22
Paievements	46	46
Remboursements	(37)	(56)
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement, à la fin de l'exercice	471 \$	404 \$

13. Actifs et passifs réglementaires

Énergie NB a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 1 032 millions de dollars au 31 mars 2015, comparativement à 1 052 millions de dollars au 31 mars 2014. Le tableau suivant présente un rapprochement des deux actifs réglementaires.

Actif (passif) réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA	2015	2014
Solde d'ouverture	51 \$	52 \$
Ajustement au titre du report dans l'état des résultats		
Amortissement et économie au titre des intérêts	(24)	(26)
Avantage échelonné pour les clients ²	22	23
	(2)	(3)
Intérêts sur le report	2	2
	–	(1)
Solde de clôture	51 \$	51 \$

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 neuf prochaines années.

13. Actifs et passifs réglementaires (suite)

	2015	2014
Actif réglementaire – Report lié à la centrale de Point Lepreau		
Solde d'ouverture	1 001 \$	1 020 \$
Ajustement au titre du report dans l'état des résultats		
Amortissement au titre du report	(71)	(66)
Intérêts sur le report	51	47
Solde de clôture	981 \$	1 001 \$
Total des actifs réglementaires	1 032 \$	1 052 \$
Tranche à court terme des actifs réglementaires ³	20	21
Tranche à long terme des actifs réglementaires	1 012	1 031
Total des actifs réglementaires	1 032 \$	1 052 \$
Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	2015	2014
Règlement de la poursuite contre PDVSA	2 \$	3 \$
Report lié à la centrale de Point Lepreau	71	66
Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	73 \$	69 \$

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

14. Immobilisations corporelles

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

	2015			2014		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Centrales énergétiques	6 028 \$	3 241 \$	2 787 \$	6 021 \$	3 098 \$	2 923 \$
Réseau de transport	415	217	198	404	211	193
Postes et sousstations	654	322	332	559	313	246
Réseau de distribution	938	470	468	914	461	453
Bâtiments et immeubles	73	42	31	67	41	26
Systèmes informatiques	137	130	7	138	123	15
Véhicules	87	48	39	82	45	37
Actifs divers	43	19	24	41	17	24
Construction en cours	125	–	125	155	–	155
Total	8 500 \$	4 489 \$	4 011 \$	8 381 \$	4 309 \$	4 072 \$

Le montant imputé au titre du coût des capitaux propres (provision pour fonds utilisés durant la construction) pour 2015 s'est établi à 2 millions de dollars, comparativement à 1 million de dollars en 2014.

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

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

- les exigences relatives aux fonds;
- les fonds 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 déclassement 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 2014-2015 s'est établi à néant (néant pour l'exercice 2013-2014).
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 <i>Loi</i> , 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 2014-2015 s'est établi à 6 millions de dollars (5 millions de dollars pour l'exercice 2013-2014).

15. 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.

	2015	2014
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires		
Fonds distinct au titre du déclassement	312 \$	267 \$
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	276	236
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	132	108
	408	344
Total des fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié⁴	720 \$	611 \$

16. 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. L'investissement est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de l'accord.

	2015	2014
Installation de séparation de cendres	2 \$	2 \$

⁴ Comprend un ajustement découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 99 millions de dollars au 31 mars 2015, comparativement à 59 millions de dollars au 31 mars 2014.

17. Actifs incorporels

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. Ces licences sont évaluées à 1 million de dollars et sont amorties sur six ans.

	2015	2014
Actif incorporel – Nepisiguit Falls	22 \$	22 \$
Amortissement cumulé – Nepisiguit Falls	(4)	(3)
	18	19
Autres actifs incorporels	2	2
Total des actifs incorporels	20 \$	21 \$

18. 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.

18. Prestations de retraite reportées (suite)

Régimes de retraite en vigueur

Les employés d'Énergie NB sont des participants au Régime à risques partagés dans les services publics (« RRPSP »), comme le décrit la note 4g). 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, qui est comptabilisé selon la méthode de comptabilisation des régimes à présentations définies. Les actifs et les passifs au titre de ce régime sont calculés au 31 mars 2015. 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 2014. La prochaine évaluation doit être terminée au 1^{er} janvier 2017.

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 :

	2015 (%)	2014 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	3,4	3,8
Taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime	3,4	3,8

Coûts

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

	2015	2014
Perte liée au règlement	– \$	19 \$
Cotisations	23	18
Total des coûts	23 \$	37 \$

Les actifs des régimes sont entièrement constitués d'obligations.

Actifs et obligations

Les actifs et les obligations découlant du Régime de pension de retraite des employés de NB Coal Limited se résument comme suit aux 31 mars :

	2015	2014
Actifs du fonds de retraite à la juste valeur	5 \$	5 \$
Obligation au titre des prestations constituées	(5)	(5)
Prestations de retraite reportées	– \$	– \$

19. Dette à court terme

Énergie NB emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la province du Nouveau-Brunswick. Au 31 mars 2015, la dette à court terme envers la province du Nouveau-Brunswick était de 784 millions de dollars, comparativement à 858 millions de dollars au 31 mars 2014.

20. 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 :

	2015	2014
Débitures détenues par la province du Nouveau-Brunswick	4 607 \$	4 566 \$
Primes et escomptes non amortis	(2)	1
	4 605	4 567
Moins : tranche à court terme	(580)	–
Dette à long terme	4 025 \$	4 567 \$

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 pour cent à 9,75 pour cent. Au 31 mars 2015, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débitures en cours était de 4,54 pour cent, comparativement à 4,55 pour cent au 31 mars 2014. L'exception consiste en 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 2015, le taux CDOR majoré de 4 points de base s'établissait à 0,952 pour cent.

20. Dette à long terme (suite)

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 pour cent 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 12), en début d'exercice.

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 2016 – tranche à court terme	580 \$
31 mars 2017	400
31 mars 2018	420
31 mars 2019	230
31 mars 2020	450
31 mars 2021 et par la suite	2 527
Tranche à long terme	4 027
Primes et escomptes non amortis	(2)
Tranche à long terme	4 025 \$

21. 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.

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

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 15 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 15 pour des renseignements sur le financement de ce passif.

Hypothèses utilisées pour le calcul des passifs

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

	Déclassement des centrales thermiques	Déclassement de la centrale nucléaire	Gestion du combustible nucléaire irradié
Montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif			
– 2015	126 \$	970 \$	631 \$
– 2014	175 \$	951 \$	703 \$
Raison de l'augmentation ou de la diminution	Dépenses liées au déclassement et variation du passif découlant de la mise à jour des estimations de coûts et de la révision du calendrier des flux de trésorerie, facteurs contrebalancés par l'indexation	Indexation	Dépenses liées au déclassement et variation du passif découlant de la mise à jour des estimations de coûts et de la révision du calendrier des flux de trésorerie, facteurs contrebalancés par l'indexation
Dépenses en espèces requises jusqu'à l'an	2038	2081	2164
Taux utilisé pour actualiser les flux de trésorerie			
– pour la constatation initiale du passif	7,1 %	7,1 %	7,1 %
– pour la constatation ultérieure du passif additionnel	De 4,3 % à 6,3 %	De 4,3 % à 5,9 %	De 4,3 % à 5,9 %
Taux d'indexation utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	De 1,8 % à 2,4 %	2,0 %	De 1,9 % à 4,1 %

21. 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 :

	2015	2014
Passif au titre du déclassement des centrales thermiques		
Solde au début de l'exercice	116 \$	106 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	(20)	14
Plus : charge de désactualisation	5	6
Moins : dépenses	(7)	(10)
Solde à la fin de l'exercice	94	116
Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début de l'exercice	216	198
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	–	7
Plus : charge de désactualisation	11	11
Solde à la fin de l'exercice	227	216
Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début de l'exercice	303	283
Plus : Variation du passif, incluant les révisions des flux de trésorerie	(45)	7
Plus : charge de désactualisation	16	15
Moins : dépenses	(3)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	271	303
Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié	592 \$	635 \$

22. 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.

	2015	2014
Programmes de retraite anticipée	67 \$	68 \$
Programme d'allocations de retraite	30	28
Autres avantages sociaux futurs à payer	9	8
Remise en état des terres	1	1
Obligation environnementale	9	10
	116	115
Moins : montants échéant à moins de un an ⁵	(7)	(7)
Passifs reportés – autres	109 \$	108 \$

Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme il en est fait mention à la note 4i), Énergie NB offre un programme de retraite anticipée sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1^{er} 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.

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

22. Passifs reportés – autres (suite)

Passif au titre des prestations de retraite anticipée (suite)

	2015	2014
Hypothèses		
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer le passif au titre des prestations de retraite anticipée	3,4 %	4,2 %
Coût		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	– \$	1 \$
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	5	5
Coûts constatés pour l'exercice	5 \$	6 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	93 \$	86 \$
Pertes non amorties	(26)	(18)
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	67 \$	68 \$

Passif au titre des allocations de retraite

Comme il en est fait mention à la note 4h), 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 1^{er} 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 compression et le règlement du régime d'allocations de retraite en 2014 et un règlement additionnel en 2015.

HYPOTHÈSE

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2015 (%)	2014 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	3,4	4,2
Augmentations salariales prévues	2,5	2,5

22. Passifs reportés – autres (suite)

Le tableau suivant présente :

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

	2015	2014
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	3	5
Perte liée à la compression du régime	–	5
Perte liée au règlement du régime	5	4
Coûts constatés pour l'exercice	10 \$	16 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	40 \$	41 \$
Pertes non amorties	(10)	(13)
Passif au titre des allocations de retraite	30 \$	28 \$

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 pour cent à la comptabilisation initiale du passif et, subséquemment, de 4,39 pour cent à l'égard des flux de trésorerie futurs.

Le passif se détaille comme suit :

	2015	2014
Solde au début de l'exercice	10 \$	10 \$
Plus : charge de désactualisation	–	1
Moins : dépenses	(1)	(1)
Solde à la fin de l'exercice	9 \$	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 14 millions de dollars.

23. 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 :

	2015	2014
Amortissement, déclassement et gains et pertes sur cession	242 \$	239 \$
Report réglementaire	20	20
Évaluation à la valeur de marché de dérivés qui ne remplissent pas les conditions de la comptabilité de couverture	15	(5)
Bénéfices liés aux fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	(104)	(48)
Avantages sociaux futurs, moins la capitalisation connexe	10	35
Total des montants imputés ou crédités aux activités d'exploitation n'exigeant pas un paiement en trésorerie à court terme	183 \$	241 \$

24. 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 2015, Énergie NB avait un montant à recevoir de 471 millions de dollars de la province du Nouveau-Brunswick au titre du fonds d'amortissement, comparativement à 404 millions de dollars en 2014.

Dettes

Énergie NB avait une dette à payer à la province du Nouveau-Brunswick (notes 19 et 20).

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 entreprises de 37 millions de dollars, comparativement à 36 millions de dollars en 2014 (note 8). 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 18) et des frais de gestion des placements.

25. Instruments financiers

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

Juste valeur des instruments financiers

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

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

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux, 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 2015.

Instruments financiers en cours

Ci-après sont présentés les instruments financiers en cours d'Énergie NB au 31 mars 2015, ainsi que des renseignements à l'égard des instruments suivants.

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

25. 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	2015	2014
Coût (se reporter à la note 20)		4 605 \$	4 567 \$
Juste valeur	2	5 385 \$	4 947 \$

B) FONDS AU TITRE DU DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES ET DE LA GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ

Les fonds au titre du déclassement des installations nucléaires 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 du 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, le fonds distinct au titre de la gestion du combustible irradié et le fonds en fiducie au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire sont inscrits au bilan à la juste valeur. Les placements des fonds sont classés comme disponibles à la vente et détenus à des fins de transaction. La juste valeur par catégorie est présentée dans le tableau suivant :

Catégorie	2015	2014
Disponibles à la vente	307 \$	469 \$
Détenus à des fins de transaction	413 \$	142 \$
Total de la juste valeur (se reporter à la note 15)	720 \$	611 \$
Coût	621 \$	552 \$
Augmentation de la valeur de marché	99 \$	59 \$

Aux 31 mars, la hiérarchie de la juste valeur était la suivante :

	2015	2014
Juste valeur – niveau 1	336 \$	473 \$
Juste valeur – niveau 2	377 \$	138 \$
Juste valeur – niveau 3	7 \$	– \$
Total de la juste valeur (se reporter à la note 15)	720 \$	611 \$

25. Instruments financiers (suite)

Niveau 3 de la juste valeur – historique des placements

	2015	2014
Placements, au début de l'exercice	– \$	– \$
Gains/pertes comptabilisés en résultat net	– \$	– \$
Achats	9 \$	– \$
Ventes	(2) \$	– \$
Placements, à la fin de l'exercice	7 \$	– \$

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 en cours échéant au cours des 48 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Engagements d'achat nets (en millions de \$ US)		371 \$	291 \$
Taux de change moyen pondéré (\$ US/\$ CA)		1,1530	1,0321
Juste valeur de l'actif	2	43 \$	23 \$

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. Aux 31 mars, Énergie NB avait des contrats en cours venant à échéance au cours des 47 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Montant notionnel net (en millions de barils)		1,4	–
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US le baril)		59,05 \$	– \$
Juste valeur (du passif)	2	(13) \$	– \$

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

25. Instruments financiers (suite)

c) INSTRUMENTS DÉRIVÉS (SUITE)

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 en cours échéant au cours des 47 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Montant notionnel net (en millions de MBTU)		13,8	6,3
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MBTU)		6,98 \$	4,82 \$
Juste valeur (du passif) de l'actif	2	(17) \$	13 \$

iv) Contrats de charbon

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

Énergie NB couvre son exposition prévue aux variations des prix du charbon. Aux 31 mars, Énergie NB détenait des contrats en cours échéant au cours des 42 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Montant notionnel net (en millions de tonnes métriques)		0,20	–
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US la tonne métrique)		67,31 \$	– \$
Juste valeur (du passif)	2	(1) \$	– \$

v) 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.

Contrats de vente

Aux 31 mars, Énergie NB détenait des contrats en cours échéant au cours des 12 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Montant notionnel (en millions de MWh)		(0,2)	–
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		65,77 \$	– \$
Juste valeur (du passif)	2	(1) \$	– \$

25. Instruments financiers (suite)

c) INSTRUMENTS DÉRIVÉS (SUITE)

Contrats d'achat

Aux 31 mars, Énergie NB avait des contrats d'achat d'électricité en cours échéant au cours des 53 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Montant notionnel (en millions de MWh)		3,9	4,3
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		59,28 \$	51,26 \$
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	(13) \$	107 \$

vi) Contrats de taux d'intérêt

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

Énergie NB couvre son exposition prévue aux variations des taux d'intérêt. Énergie NB couvre la variabilité des paiements d'intérêt sur la dette à long terme à taux fixe prévue, en concluant un contrat à terme sur obligations à titre de couverture des flux de trésorerie.

Aux 31 mars, Énergie NB détenait un contrat de taux d'intérêt en cours échéant dans 11 mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2015	2014
Montant notionnel net		200 \$	– \$
Juste valeur (du passif)	2	(18) \$	– \$

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.

25. Instruments financiers (suite)

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 2015. 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 valeur de marché des fonds au titre du nucléaire.

	Fonds en fiducie au titre du nucléaire	Intérêt	Change	Mazout lourd	Charbon	Gaz naturel	Électricité	Total
Tranche à court terme des actifs dérivés	– \$	– \$	51 \$	1 \$	– \$	– \$	15 \$	67 \$
Tranche à long terme des actifs dérivés	–	–	6	–	–	–	–	6
Fonds au titre du nucléaire évalués à la valeur de marché (note 15)	99	–	–	–	–	–	–	99
Tranche à court terme des passifs dérivés	–	(18)	(14)	(9)	–	(16)	(16)	(73)
Tranche à long terme des passifs dérivés	–	–	–	(5)	(1)	(1)	(13)	(20)
Actifs (passifs)	99 \$	(18) \$	43 \$	(13) \$	(1) \$	(17) \$	(14) \$	79 \$

L'incidence des instruments financiers au 31 mars 2015 correspond à un actif net de 79 millions de dollars (se reporter au tableau précédent). Le montant de 79 millions de dollars a été constaté dans le bilan et comprend :

- un montant de 37 millions de dollars comptabilisé dans les bénéfices non répartis;
- un montant de néant constaté dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

La tranche résiduelle de 42 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 fiduciaire titre du nucléaire	Change	Gaz naturel	Électricité	Total
Solde au 1 ^{er} avril 2014	2 \$	1 \$	1 \$	7 \$	11 \$
Ajustements de l'exercice considéré	41	3	(1)	(17)	26
Solde au 31 mars 2015	43 \$	4 \$	– \$	(10) \$	37 \$

25. Instruments financiers (suite)

Sommaire de l'incidence des 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.

Fonds en fiducie au titre du nucléaire	Intérêt	Change	Mazout lourd	Charbon	Gaz naturel	Électricité	Amortissement des intérêts reportés	Total	
Cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} avril 2014	57 \$	– \$	22 \$	– \$	– \$	12 \$	100 \$	(44) \$	147 \$
Incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré	(1)	(18)	17	(13)	(1)	(29)	(104)	2	(147)
Solde au 31 mars 2015	56 \$	(18) \$	39 \$	(13) \$	(1) \$	(17) \$	(4) \$	(42) \$	– \$

26. Gestion du risque lié aux instruments financiers

Les types de risque suivants sont présentés ci-après :

- risque de crédit;
- risque de marché;
- risque de liquidité.

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.

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

Risque de crédit (suite)

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	Catégorie	Juste valeur en 2015	Juste valeur en 2014
Trésorerie	Détenus à des fins de transaction	3 \$	3 \$
Débiteurs	Prêts et créances	269	305
Créance à long terme	Prêts et créances	17	17
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	Prêts et créances	471	404
Actifs dérivés	Détenus à des fins de transaction	73	157
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	720	611
		1 553 \$	1 497 \$

TRÉSORERIE

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

26. 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	2015	2014
Comptes clients		
Créances clients – courantes	204 \$	234 \$
De 61 à 90 jours	3	3
Plus de 90 jours	7	6
	214	243
Provision pour créances douteuses	(5)	(5)
Débiteurs divers ⁷	60	67
	269 \$	305 \$

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	2015	2014
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 \$

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

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

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 et au fonds en fiducie au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire. Le portefeuille actuel est composé de titres de première qualité assortis d'une notation de BBB ou plus pour les titres à long terme et de la notation R-1 pour les titres de créance à court terme. Le tableau suivant illustre le risque de crédit maximal selon les notations de première qualité.

Risque de crédit maximal	AAA	AA+ à AA-	A+ à A-	BBB	R-1	Autres	Total
Fonds au titre de la gestion du combustible irradié	37 \$	36 \$	47 \$	13 \$	7 \$	1 \$	141 \$
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires	44	45	60	16	7	1	173
Fonds en fiducie au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire	63	38	27	–	–	–	128
	144 \$	119 \$	134 \$	29 \$	14 \$	2 \$	442 \$

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.

Concentration du risque de crédit

Au 31 mars 2015, 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 liée à des banques à charte canadiennes et à d'autres institutions financières reconnues, le risque de crédit connexe est considéré comme faible.

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

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.

Les fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié ainsi que le fonds en fiducie au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire sont investis dans des fonds communs, des actions et des titres à revenu fixe. Les fonds communs contiennent des titres à revenu fixe, des actions nationales et internationales, des infrastructures et des biens immobiliers canadiens et étrangers. Ils sont assujettis au risque de marché, et leur valeur fluctuera en raison de la variation des prix du marché. Ces fonds visent à couvrir les dépenses prévues découlant des obligations liées au déclassement des installations nucléaires et à la gestion du combustible irradié.

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 2015.

(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	2 \$	3 \$
Variation de 0,25% des taux d'intérêt canadiens	-	13
Variation de 0,25 % des taux de la dette à court terme	2	-
Variation de 0,25 % du rendement des placements	3	13
Prix des marchandises		
Variation de 5 \$/b du prix du mazout lourd	-	7
Variation de 1 \$/MBTU du prix du gaz naturel	-	14
Variation de 5 \$/tonne métrique du prix du charbon	-	1
Variation de 5 \$/MWh du prix de l'électricité	-	19

⁸Cette incidence n'est pas incluse dans les autres éléments du résultat étendu, car les instruments financiers ne sont ni des dérivés ni des instruments admissibles à la comptabilité de couverture.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité 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 2015 et pour les exercices futurs :

Passif financier	Valeur comptable	Flux de trésorerie contractuels	2016	2017	2018	2019 et par la suite
Dette à court terme	784 \$	784 \$	784 \$	–	–	–
Créditeurs et charges à payer	256	256	256	–	–	–
Intérêts courus	47	47	47	–	–	–
Passifs dérivés	93	93	73	20	–	–
Dette à long terme	4 605	4 607	580	400	420	3 207
Intérêt sur la dette à long terme	–	2 424	208	182	170	1 864
	5 785 \$	8 211 \$	1 948 \$	602 \$	590 \$	5 071 \$

Énergie NB estime avoir accès à un financement suffisant pour satisfaire à ses obligations financières.

27. 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.

27. Engagements, éventualités et garanties (suite)

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.

ACHAT D'ÉNERGIE ET ACCÈS AU TRANSPORT D'ÉNERGIE

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

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 1^{er} 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 2015-2016 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.

27. Engagements, éventualités et garanties (suite)

Contrats 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 du contrat	Date d'échéance	Quantité d'énergie visée	Portée du contrat d'achat
5 ans	2016	99 MW	90 % de toute l'énergie électrique produite par un parc d'éoliennes
5 ans	2016	42 MW	Toute l'énergie électrique produite par un parc d'éoliennes
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
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
20 ans	2032	8,8 MW	Toute la capacité, l'énergie et les caractéristiques environnementales générées par les centrales énergétiques
25 ans	2033	96 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

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.

27. Engagements, éventualités et garanties (suite)

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.

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 2015-2016, environ 320 000 tonnes seront livrées à 77,50 \$ la tonne.
- En 2016-2017, environ 256 000 tonnes seront livrées à 71,00 \$ la tonne.

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 Société 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.

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 2015, 1 188 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 significative sur sa situation financière.

28. Événement subséquent

L'organisme d'État Efficacité NB a été dissous le 1^{er} avril 2015. Par conséquent, toutes les mentions de cet organisme dans tout document ou contrat seront réputées faire référence à Énergie NB en vue du transfert efficace de toutes les ententes contractuelles à Énergie NB.

État de la production

(en millions de kWh)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Hydroélectrique	2 690	3 079	2 585	3 582	3 132
Thermique	4 103	4 020	3 273	3 823	4 453
Nucléaire	4 863	4 881	1 598	–	–
Turbine à combustion	4	5	7	2	2
Achats	8 057	7 989	10 595	9 780	9 546
Total de la production et des achats, montant brut	19 717	19 974	18 058	17 187	17 133
Service des installations auxiliaires	675	684	515	355	414
Total de la production et des achats, montant net	19 042	19 290	17 543	16 832	16 719
Pertes – transformateur et transport	487*	596	539	568	709
Total de l'énergie disponible pour distribution	18 555*	18 694	17 004	16 264	16 010

État des ventes

(en millions de kWh)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
En gros	1 291	1 263	1 186	1 106	1 128
Industriel	4 456	4 365	4 382	4 364	4 341
Usage général	2 392	2 396	2 310	2 334	2 294
Résidentiel	5 442	5 291	4 932	4 983	4 840
Éclairage public	67	73	75	75	75
Total des ventes à l'intérieur de la province	13 648	13 388	12 885	12 862	12 678
Interconnexions	4 575*	4 966	3 725	3 132	2 994
Total des ventes	18 223*	18 354	16 610	15 994	15 672
Pertes de distribution	332	340	394	270	338
Total de l'énergie distribuée et vendue	18 555*	18 694	17 004	16 264	16 010

* Chiffres corrigés le 8 octobre 2015.

État des produits

(en millions)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
En gros	112 \$	109 \$	103 \$	96 \$	97 \$
Industriel	318	310	321	306	311
Usage général	285	278	257	271	264
Résidentiel	635	607	564	569	551
Éclairage public	24	24	24	24	23
Total des ventes d'énergie à l'intérieur de la province	1 374	1 328	1 269	1 266	1 246
Interconnexions	346	391	254	225	250
Ventes d'énergie	1 720	1 719	1 523	1 491	1 496
Profit (perte) lié(e) à la valeur de marché	–	–	8	–	(22)
Divers	71	78	74	65	51
Produits tirés du transport	–	–	–	90	91
Total des produits	1 791 \$	1 797 \$	1 605 \$	1 646 \$	1 616 \$

État de la production à l'intérieur de la province

(en millions de kWh)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Hydroélectrique	2 504	2 667	2 550	3 324	3 066
Charbon et coke de pétrole	2 635	2 733	2 326	2 683	2 672
Mazout lourd	469	391	224	288	875
Nucléaire	4 308	4 302	1 312	–	–
Achats ¹	4 472	4 025	7 456	7 357	7 085
“Total de la production et des achats, montant net”	14 388	14 118	13 868	13 652	13 698
Pertes – transformateur et transport	773	596	539	568	709
“Total de l'énergie disponible pour distribution”	13 615	13 522	13 329	13 084	12 989

¹ Certains chiffres comparatifs ont été reclassés aux fins de conformité avec la présentation de l'exercice considéré.

Statistiques d'exploitation²

	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Lignes de transport – en km	6 755	6 863	6 849	6 849	6 848
Lignes de distribution – en km	20 972	20 887	20 815	20 786	20 602
Clients résidentiels	322 052	321 132	318 834	319 102	316 104
Clients industriels	1 744	1 813	1 840	1 860	1 875
Clients – usage général	25 531	25 494	25 400	25 512	25 330
Clients à consommation non mesurée	2 881	2 799	2 717	2 736	2 616
Clients directs	352 208	351 238	348 791	349 210	345 925
Clients indirects	45 425	46 350	45 794	41 981	42 010
Total des clients	397 633	397 588	394 585	391 191	387 935
Postes permanents	2 395	2 349	2 276	2 283	2 343
Postes temporaires	58	49	77	104	117
Postes – Mine Reclamation Inc.	–	–	8	9	15
Total des postes	2 453	2 398	2 361	2 396	2 475

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

État sommaire des résultats³

(en millions)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Ventes d'énergie à l'intérieur de la province	1 374 \$	1 328 \$	1 269 \$	1 266 \$	1 246 \$
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	346	391	254	225	250
Produits divers	71	78	74	65	51
Profits (pertes) à la valeur de marché sur les dérivés	–	–	8	–	–
“Profits (pertes) à la valeur de marché d'une créance à long terme”	–	–	–	–	(22)
Produits tirés du transport	–	–	–	90	91
Total du combustible et des achats d'énergie	826	834	807	742	874
Frais de transport	–	–	–	87	90
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	477	437	449	409	416
Report réglementaire	73	69	(82)	(175)	(216)
Amortissement et déclassement	239	230	184	217	199
“Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le résultat”	37	36	39	40	40
Frais financiers	229	223	181	117	135
Fonds d'amortissement et autres produits de placement	122	87	38	22	21
“Valeur de marché des placements détenus à des fins de transaction”	41	–	–	–	–
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le résultat	–	–	–	58	32
Bénéfice net (perte nette)	73 \$	55 \$	65 \$	173 \$	67 \$

³Certains chiffres comparatifs ont été reclassés aux fins de conformité avec la présentation de l'exercice considéré.

Bilan sommaire au 31 mars

(en millions)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Actif					
Actif à court terme	553 \$	681 \$	511 \$	503 \$	542 \$
Immobilisations corporelles	4 011	4 072	4 072	3 909	3 773
Actif à long terme	2 227	2 089	2 067	1 530	1 242
Autres actifs	20	21	39	64	75
Total de l'actif	6 811 \$	6 863 \$	6 689 \$	6 006 \$	5 632 \$
Passif et capitaux propres					
Passif à court terme	1 740 \$	1 153 \$	1 346 \$	1 405 \$	1 297 \$
Dette à long terme	4 025	4 567	4 370	3 469	3 417
Passifs reportés et dérivés	721	744	696	678	612
Capitaux propres	325	399	277	454	306
Total du passif et des capitaux propres	6 811 \$	6 863 \$	6 689 \$	6 006 \$	5 632 \$

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions)	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	256 \$	296 \$	102 \$	151 \$	47 \$
Variation du fonds de roulement	85	(45)	19	53	(36)
Autres	(24)	(28)	(17)	(13)	(10)
Activités d'exploitation	317	223	104	191	1
Activités d'investissement	(214)	(179)	(294)	(264)	(183)
Activités de financement	(103)	(42)	185	67	188
(Sorties) rentrées nettes	-	2	(5)	(6)	6
Trésorerie et placements à court terme					
Début de l'exercice	3	1	6	725	719
Fin de l'exercice	3 \$	3 \$	1 \$	719 \$	725 \$

Frais financiers

(en millions) ⁴	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Charges d'intérêts	218 \$	224 \$	249 \$	201 \$	202 \$
Frais de gestion du portefeuille de la dette	33	32	31	29	28
Amortissement des coûts de la dette reportés	2	2	(2)	–	1
Amortissement des intérêts reportés	(2)	(2)	–	–	–
(Profit) perte de change	40	22	2	–	1
Intérêts reportés	–	–	–	(40)	(30)
Intérêts capitalisés	(62)	(55)	(99)	(73)	(67)
Frais financiers	229 \$	223 \$	181 \$	117 \$	135 \$
"Bénéfice tiré des fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et d'autres placements"	(122)	(87)	(38)	(22)	(21)
"Bénéfice tiré des placements détenus à des fins de transaction"	(41)	–	–	–	–
"Frais financiers, déduction faite du bénéfice connexe"	66 \$	136 \$	143 \$	95 \$	114 \$

Ratios financiers

	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Marge brute ⁵	51,98 %	51,48 %	47,01 %	50,23 %	41,58 %
"Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation/dépenses en immobilisations ⁶ "	1,48	1,25	0,35	0,68	0,00
"Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation/total de la dette"	0,06	0,04	0,02	0,04	0,00
Dette/capital ⁷	93,80 %	95,22 %	96,25 %	90,90 %	93,57 %
Ratio de couverture des intérêts ⁸	1,05	1,10	0,86	1,59	1,02

⁴Certains chiffres comparatifs ont été reclassés aux fins de conformité avec la présentation de l'exercice considéré.

⁵ Ratio de la marge brute = (marge brute/ventes totale d'énergie)

⁶ Les dépenses en immobilisations sont présentées déduction faite des contributions des clients.

⁷ Ratio d'endettement = (dette)/(dette + capitaux propres), où dette = (dette à long terme + dette à court terme + dérivés associés à la dette - fonds d'amortissement à recevoir - trésorerie)

⁸ Ratio de couverture des intérêts = [bénéfice net avant les frais financiers + (bénéfice tiré des fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et d'autres placements - frais de gestion du portefeuille de la dette)]/(charges d'intérêts)

Autres statistiques

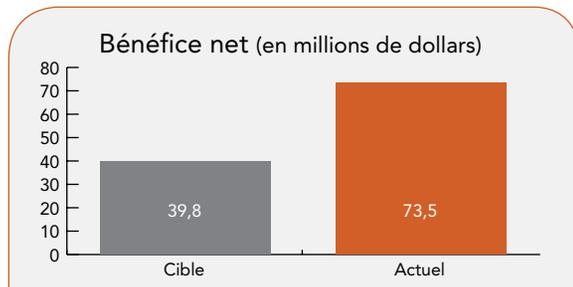
	2014-2015	2013-2014	2012-2013	2011-2012	2010-2011
Augmentation des tarifs	2,0 %	2,0 %	0,0 %	0,0 %	3,0 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	1,5 %	0,8 %	1,7 %	3,5 %	2,1 %
Augmentation du PIB (Nouveau-Brunswick) ⁹	0,0 %	-0,5 %	-0,4 %	0,6 %	2,0 %
Dépenses en immobilisations (en millions) ¹⁰	214 \$	179 \$	296 \$	279 \$	238 \$
Variation du total de la dette (en millions)	(103) \$	(42) \$	185 \$	83 \$	197 \$
Ventilation de la dette à long terme (en %)					
Dollar canadien	93,1 %	93,9 %	100 %	100 %	100 %
Dollar américain	6,9 %	6,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Taux d'intérêt nominal moyen pondéré	4,6 %	4,6 %	4,8 %	4,7 %	5,2 %
Dollar canadien – aux 31 mars	0,7885 \$	0,9047 \$	1,016 \$	1,009 \$	1,029 \$

⁹Dans les documents du budget de 2014-2015, le gouvernement provincial a mis à jour les taux de croissance du PIB pour les dernières années.

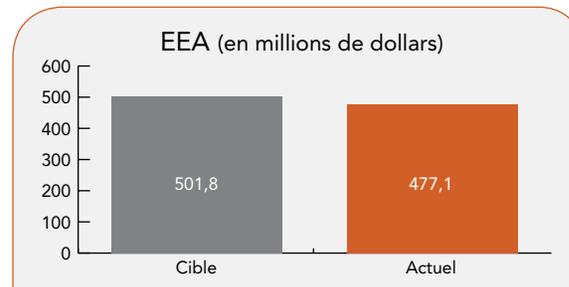
¹⁰Les dépenses en immobilisations sont présentées déduction faite des contributions des clients.

Principaux indicateurs de rendement

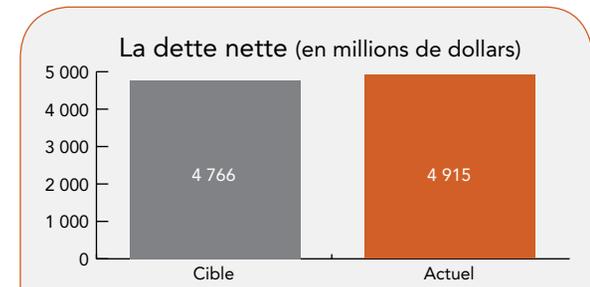
Résultats financiers



Le bénéfice net est une mesure de notre rentabilité.

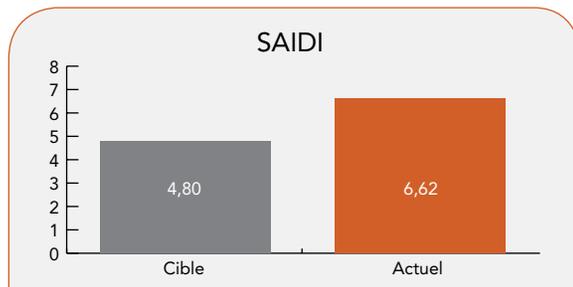


Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) sont en grande partie contrôlables par la direction à moyen terme et sont une mesure importante de la réussite financière.

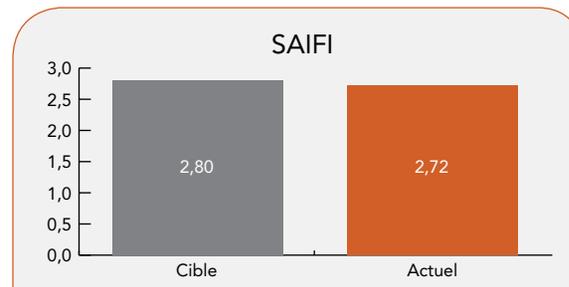


La dette nette comprend la dette à court et long terme en cours moins les frais de la dette différée, les fonds d'amortissement et la trésorerie.

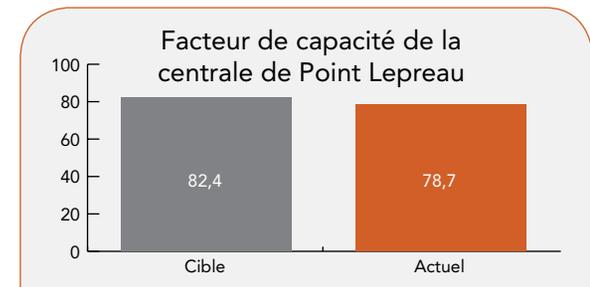
Fiabilité



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

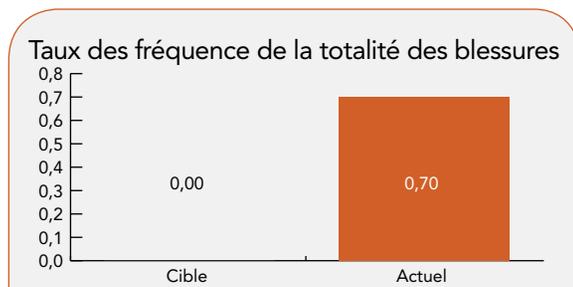


SAIFI (l'indice de la fréquence des pannes sur le réseau) représente le nombre moyen d'interruptions par client du réseau de distribution par année (exclut les jours d'événements majeurs).

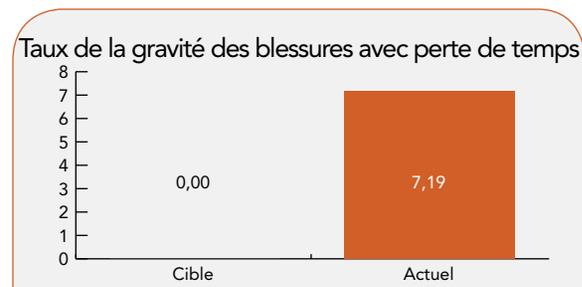


Le facteur de capacité est la quantité totale d'énergie produite par Point Lepreau pendant l'année divisée par la quantité d'énergie que la centrale pourrait produire au maximum de sa capacité.

Sécurité



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



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

Il était une fois dans une maison un

compteur d'électricité à bout de souffle.

Toute la journée, ce pauvre petit compteur travaillait sans s'arrêter. Chaque fois que l'on montait le thermostat, la demande d'électricité augmentait pour combler les pertes de chaleur causées par des portes et des fenêtres mal isolées.

Un beau jour, il s'aperçu qu'il n'avait plus besoin de travailler aussi fort. En assurant l'étanchéité des portes et des fenêtres et en isolant adéquatement la maison de la cave au grenier, le compteur pouvait prendre son souffle. Bien isoler la maison, c'est une bonne habitude à prendre.

Pourquoi payer pour de l'électricité dont vous n'avez pas besoin? Votre compteur et vous vivrez plus heureux.



Consultez

de bonnes habitudes.ca



Énergie NB Power