



MOTIFS DE DÉCISION

EN L’AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d’énergie du Nouveau-Brunswick en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l’électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l’approbation des échelles de tarifs pour l’exercice financier débutant le 1^{er} avril 2015.

(Instance n° 272)

Le 28 octobre 2015

COMMISSION DE L'ÉNERGIE ET DES SERVICES PUBLICS DU NOUVEAU-BRUNSWICK

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation des échelles de tarifs pour l'exercice financier débutant le 1^{er} avril 2015.

(Instance n° 272)

**COMMISSION DE L'ÉNERGIE ET DES SERVICES PUBLICS
DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

Président : Raymond Gorman, c.r.

Vice-président : François Beaulieu

Membres : Michael Costello

Patrick Ervin

John Patrick Herron

Conseillère juridique : Ellen Desmond, c.r.

Greffière en chef : Kathleen Mitchell

DEMANDERESSE :

Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick : John Furey

INTERVENANTS :

Eastlink :	Natalie MacDonald
Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick inc. :	Patrick Hurley, c.r.
F6 Networks Inc. :	Peter Zed, c.r.
Gerard Daly	
Parti vert du Nouveau-Brunswick	David Coon
Gregory Hickey	
J.D. Irving, Limited :	Gerald Lawson, c.r.
New Clear Free Solutions :	Chris Rouse
North York Veneer Products Inc. :	Jennifer Leduc Allen
Intervenante publique :	Heather Black
Rogers Communications Partnership :	Leslie Milton
Utilities Municipal :	Scott Stoll

A. Introduction

1. Résumé des procédures

- [1] La Commission a rendu une décision partielle dans cette instance le 28 septembre 2015, dans laquelle elle a approuvé les tarifs qui sont entrés en vigueur le 1^{er} octobre 2015. Les motifs de cette décision sont énoncés ci-dessous.
- [2] Le 21 novembre 2014, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7 (la Loi) a présenté une demande auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la Commission) afin que celle-ci émette une ordonnance approuvant le barème de tarifs qu'elle propose de facturer pour ses services pour l'exercice financier commençant le 1^{er} avril 2015.
- [3] Le 27 novembre, la Commission a affiché une ordonnance d'audience et un avis de conférence préalable à l'audience (Avis) sur son site Web. L'avis a également été publié dans le *Telegraph Journal*, le *Times & Transcript*, le *Daily Gleaner* et l'*Acadie Nouvelle*.
- [4] Le 28 novembre, conformément à l'ordonnance, Énergie NB a placé sur son site Web un hyperlien vers les documents publics concernant la demande.
- [5] Lors de la conférence préalable à l'audience tenue le 22 décembre, on a fixé le début de l'audience au 15 juin 2015. Un nombre important de preuves documentaires a été déposé par Énergie NB et quatre intervenants : New Clear Free Solutions (NCFS), F6 Networks Inc. (F6N), Rogers Communications Partnership (Rogers) et l'intervenante publique.
- [6] L'audience s'est déroulée du 15 au 19 juin à Fredericton et du 22 au 26 juin à Saint John. Les preuves et les arguments liés à la demande générale de tarifs ont été présentés du 15 au 22 juin 2015. La Commission a également tenu une séance publique supplémentaire le 17 juin.
- [7] Une partie distincte de l'audience qui s'est tenue du 23 au 26 juin a été consacrée à la méthode proposée ainsi que le modèle de poteau type visant à établir les tarifs pour

l'utilisation des poteaux appartenant à Énergie NB. La décision de la Commission concernant cet aspect de l'audience sera rendue séparément à une date ultérieure.

2. Audience relative à la demande générale de tarifs

- [8] Énergie NB a présenté quatre groupes d'experts lors de la partie de l'audience consacrée à la demande générale de tarifs. Le groupe d'experts A était composé de M. Darren Murphy, chef des finances et vice-président des services d'entreprises, de M. Neil Larlee, directeur de la planification stratégique et de M. Jonathan Dobson, directeur de la gestion des risques et de la trésorerie. Le groupe d'experts A a répondu à des questions portant sur les politiques d'entreprise d'Énergie NB, son Plan intégré des ressources, la norme en matière d'énergie renouvelable, ses plans financiers, stratégiques et d'investissement, son efficacité énergétique et son programme de réduction et de déplacement de la demande.
- [9] Le groupe d'experts B était composé de M. Murphy, de M. Larlee, de M^{me} Angela Leaman, directrice de la planification financière et de M^{me} Caroline Collyer, directrice de l'information financière. Il a répondu à des questions portant sur les besoins en revenus, les conventions comptables, les barèmes et les politiques tarifaires et les prévisions de charge d'Énergie NB.
- [10] Le groupe d'experts C était composé de M. Murphy, de M. Dobson et de M. Steven Chan, ingénieur principal, Modélisation d'entreprise. Il a répondu à des questions portant sur les achats de carburant et d'électricité, la production, les revenus provenant d'une autre province, et les politiques d'Énergie NB relatives à la gestion du risque financier.
- [11] Enfin, le groupe d'experts D était composé de M. James Sustman, (Ph. D.), vice-président du groupe de conseillers sur la gestion des portefeuilles énergétiques de Ventyx, du groupe ABB. M. Sustman, qui a rédigé un rapport à l'appui de la demande, a été agréé par la Commission à titre d'expert dans le domaine de la conception et de l'utilisation de simulations et de modèles de coût de production destinés aux entreprises de service public en électricité. Il a répondu à des questions portant sur la vérification et l'examen techniques du programme de modélisation PROMOD.
- [12] M. Chris Rouse a été entendu à titre de témoin pour la NCFS et a répondu à des questions portant sur les preuves déposées au préalable par cette dernière.

- [13] L'intervenante publique, M^{me} Black, a retenu M. John Athas, trésorier et conseiller principal auprès de La Capra Associates, Inc., en vue d'examiner la demande d'Énergie NB. M. Athas a rédigé et présenté un rapport formulant son opinion sur les éléments probants d'Énergie NB. Il a été agréé par la Commission à titre d'expert dans le domaine de la réglementation des entreprises de service public, et plus particulièrement dans le domaine de l'établissement des tarifs, des besoins en revenus, de la planification des ressources, des analyses financières et du risque et de la planification stratégique.
- [14] Outre les intervenants susmentionnés qui ont présenté des preuves, Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick inc. (EGNB), M. Gregory Hickey, J.D. Irving, Limited (JDI) et Utilities Municipal ont tous activement participé.

3. Séance à l'intention du grand public

- [15] La Commission a prévu une séance à Fredericton le 17 juin 2015 en vue de recevoir les observations du grand public concernant la demande d'Énergie NB. La possibilité de déposer des observations par écrit a également été offerte à ceux qui ne souhaitaient pas assister à la séance en personne. L'avis de la séance publique a été publié dans les quatre quotidiens susmentionnés.
- [16] Les présentations à la Commission ont été effectuées par M^{me} Jennifer Leduc Allen (complétée par un document écrit), M. Denis Robichaud, au nom de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante, M. Pat Hickey (complété par un document écrit) et M. Garth Hood.

B. Cadre législatif

- [17] Le mandat de la Commission régissant la prestation des services proposés par Énergie NB aux consommateurs et aux entreprises municipales de distribution d'électricité est défini à la partie 6 (*Réglementation de l'électricité*), section B (*Services d'électricité*) de la *Loi sur l'électricité*.
- [18] Il s'agit d'une demande d'Énergie NB en vertu de l'article 103 de la nouvelle Loi qui a été proclamée et est entrée en vigueur en octobre 2013. Bien que des demandes aient été présentées par la corporation de distribution précédente, la demande actuelle est la

première demande d'approbation de ses tarifs déposée depuis 1992 par Énergie NB en tant qu'entreprise de service public intégrée.

- [19] En vertu de l'article 103 de la Loi, Énergie NB est tenue de présenter à la Commission une demande pour l'approbation de son barème de tarifs pour l'exercice financier commençant le 1^{er} avril 2015 et pour tous les exercices financiers qui suivront. La demande doit comporter les prévisions de ses charges et de ses revenus, ses besoins en revenus et les barèmes de tarifs qu'Énergie NB prévoit demander pour l'exercice financier. Une fois l'audience conclue, la Commission est tenue d'approuver les tarifs demandés, si elle est convaincue qu'ils sont justes et raisonnables, sinon elle fixe ceux qu'elle juge justes et raisonnables.
- [20] Bien que d'autres aspects du cadre législatif soient examinés dans les sections qui suivent, il apparaît utile d'énoncer ici quelques-unes des principales dispositions de la Loi qui guident les activités de la Commission.

103(2) La demande d'approbation que la Société présente en application du paragraphe (1) comporte notamment ce qui suit :

- a)* les prévisions de ses charges et de ses revenus pour l'exercice financier auquel elle se rapporte;
- b)* ses besoins en revenus pour l'exercice financier auquel elle se rapporte;
- c)* les barèmes de tarifs qu'elle prévoit demander pour l'exercice financier auquel elle se rapporte.

103(7) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission rend son ordonnance ou sa décision en fonction des besoins en revenus de la Société, ayant tenu compte :

- a)* des dispositions de l'énoncé de politique que prévoit l'article 68;
- b)* du plan intégré des ressources le plus récent approuvé ou réputé approuvé par le Conseil exécutif en vertu de l'article 100;
- c)* du plan stratégique, financier et d'immobilisations le plus récent qui a été déposé auprès d'elle en vertu de l'article 101;

d) de toutes exigences légales qui s'imposent à la Société et qui peuvent s'avérer utiles à la demande, y compris, notamment, celles qui sont liées aux plans de gestion de la demande et aux plans d'efficacité énergétique et celles relatives à l'énergie renouvelable;

e) de toute directive que le Conseil exécutif a donnée en vertu de l'article 69 et qui peut s'avérer utile à la demande;

f) de toute politique établie par règlement pris en vertu de l'alinéa 142(1)f) et qui peut s'avérer utile à la demande.

103(8) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission peut tenir compte :

a) des politiques comptables et financières de la Société;

b) des questions liées à la répartition des coûts et à la conception des tarifs;

c) des frais liés au service à la clientèle;

d) des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique de la Société;

e) de tout autre facteur qu'elle juge pertinent.

128 Le fardeau de la preuve incombe au demandeur dans le cadre d'une demande présentée en vertu de la présente loi ou de ses règlements.

131 Toute ordonnance ou décision que rend la Commission en vertu de la présente Loi ou de ses règlements est assortie des modalités ou conditions qu'elle estime nécessaires dans l'intérêt public.

C. Prévisions des charges et besoins en revenus

[21] La demande comporte les prévisions des charges et des revenus d'Énergie NB ainsi que ses besoins en revenus pour l'exercice financier 2015-2016.

1. Prévisions des charges

[22] Énergie NB a déposé ses prévisions de charges pour les clients de la province pour la période s'échelonnant de 2015-2016 à 2024-2025. Les prévisions des charges sont fondées sur une analyse des charges passées et des tendances réalisées à l'aide des

données recueillies dans le cadre de sondages effectués auprès des clients et des évaluations des facteurs économiques, démographiques et technologiques, ainsi que d'autres facteurs ayant une incidence sur l'utilisation d'énergie électrique.

[23] Les prévisions des charges tiennent compte de plusieurs hypothèses clés :

1. Une croissance du produit intérieur brut de 1,8 % en moyenne pour la période de référence.
2. Les ajouts de charge et les modifications de secteurs industriels déjà connus en raison des connaissances des responsables des comptes et des annonces publiques.
3. L'ajout de 2 500 clients résidentiels permanents en 2015-2016 selon la croissance historique du nombre de clients et la projection démographique.
4. La température jugée normale fondée sur une moyenne pondérée des degrés calculée pour une période de 30 ans.
5. Les estimations de réductions de consommation d'énergie découlant du programme de réduction et de déplacement de la demande (REDD), ainsi que des économies de conservation d'énergie qui ne découlent pas des programmes.
6. La pénétration du chauffage électrique des locaux et de l'eau et de la climatisation selon les conclusions du sondage de 2013.

[24] La Commission estime que la méthode utilisée par Énergie NB en vue d'établir ses prévisions de charges pour l'exercice 2015-2016 est appropriée et qu'elle n'est pas orientée vers la surestimation ou la sous-estimation des charges. La Commission approuve donc les prévisions de charges, telles qu'elles ont été présentées.

[25] Énergie NB a déployé des efforts en ce qui concerne l'amélioration de ses modèles de prévision. En 2007, GDS Associates avait publié un rapport de vérification concernant la prévision des charges qui recommandait neuf mesures. Cinq de ces mesures sont

terminées, une est achevée, mais en cours, deux sont terminées aux deux tiers et une demeure en suspens.

- [26] La mesure en suspens concerne une recommandation visant à ce qu'Énergie NB évalue la valeur des modèles de prévisions à court terme. Celle-ci a accepté de participer à un groupe de travail en vue d'examiner ce point ou tout autre aspect lié aux prévisions de charges. Énergie NB doit constituer ce groupe de travail et faire rapport sur l'état du point en suspens lors des prochaines demandes de tarif.

2. Besoins en revenus

- [27] Énergie NB a présenté ses prévisions de besoins en revenus d'un montant total (arrondi) de 1,74 milliard de dollars comportant les postes suivants :

Postes	Besoins en revenus prévus au budget
a. Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité	702,1 M\$
b. Exploitation, entretien et administration	440,3 M\$
c. Amortissement et désaffectation	263,8 M\$
d. Taxes	37 M\$
e. Frais de financement	134,4 M\$
f. Report réglementaire	71,9 M\$
g. Bénéfice net	90,6 M\$
Total	1,740.2 M\$

a. Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité

- [28] Énergie NB prévoit que ses dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité s'élèveront à 702,1 millions de dollars pour l'exercice de référence 2015-2016 (exercice de référence). Cela comprend 184,7 millions de dollars pour les dépenses de combustibles, y compris le mazout lourd (33,4 millions de dollars), l'énergie nucléaire (36,7 millions de dollars) ainsi que les importations de charbon et les autres énergies (114,5 millions de dollars). Les prévisions d'achat d'électricité s'élèvent à 517,5 millions de dollars.

- [29] Énergie NB s'est appuyée sur le programme de modélisation et d'établissement des coûts PROMOD pour le calcul des dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité. Le programme a recours à une répartition économique des ressources disponibles en matière de production et d'électricité achetée afin de parvenir au prix d'énergie le moins élevé en vue d'honorer les engagements d'Énergie NB envers les clients de la province pour ce qui est des prévisions d'énergie.
- [30] Les prévisions des dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité sont fonction des résultats des simulations du système PROMOD. Énergie NB a fait appel à M. James Sustman afin de réaliser une vérification technique indépendante de la simulation. Du point de vue de M. Sustman, Énergie NB a fait preuve d'un jugement et de pratiques d'ingénierie éclairés pour ce qui est de déterminer les sources de données pour ses simulations, de préparer la base de données du système PROMOD et d'exécuter le modèle. Il conclut que le calcul des prévisions d'Énergie NB concernant la composante liée à l'énergie de ses besoins en revenus est raisonnable.
- [31] Étant donné que les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité représentent 40 % des besoins en revenus, la Commission juge prudent de surveiller en permanence les fluctuations de ces coûts. La Commission ordonne à Énergie NB de déposer l'ensemble des rapports concernant les résultats des simulations du système PROMOD accompagnés des hypothèses pertinentes au fur et à mesure qu'ils seront achevés.
- [32] Les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité sont abordées ci-dessous tout comme le Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie.

(i) Coûts du carburant

- [33] L'intervenante publique par l'entremise des preuves fournies par M. Athas, a contesté le montant prévu pour le mazout lourd. Dans son rapport, M. Athas a déclaré que les prix couverts d'Énergie NB ne tenaient pas compte de la baisse récente de prix des hydrocarbures et a estimé qu'« [traduction] Énergie NB n'avait pas démontré dans ses preuves que la couverture était suffisamment efficace pour éviter tous les effets. Par conséquent, il est raisonnable de s'attendre à une incidence au moins égale à une réduction de 2 % ». (Pièce PI 1.01, p. 6, lignes 4 à 6) Une réduction de 2 % du coût du mazout lourd entraînerait une économie d'environ 668 000 \$.

- [34] M. Athas a appliqué la réduction de 2 % à l'ensemble des dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité et pas seulement au coût du mazout lourd, ce qui explique son estimation d'une diminution de 14 millions de dollars. Cette estimation n'avait qu'un but purement informatif et a confirmé que d'autres facteurs susceptibles d'avoir une incidence sur les dépenses de carburant n'avaient pas été pris en compte dans son exemple.
- [35] Énergie NB a expliqué dans son témoignage que les dépenses de mazout lourd pour l'exercice de référence avaient été calculées en fonction d'un prix de 89,11 \$ le baril, prix auquel elle a acheté le carburant lorsqu'elle a fait le plein des citernes de la centrale de Coleson Cove. Elle ne prévoit pas d'avoir à effectuer des achats supplémentaires au cours de l'exercice de référence et n'estime donc pas utile d'introduire un élément de variabilité dans ses prévisions.
- [36] La Commission approuve la proposition de dépenses de carburant de 184,7 millions de dollars pour l'exercice de référence. En étant arrivée à cette conclusion, la Commission indique qu'un certain nombre de paramètres avaient une incidence sur les dépenses de carburant, tels que le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau, la production hydraulique, les prix d'achat de l'électricité, les prix du charbon et du coke de pétrole ainsi que le change.

(ii) Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie

- [37] La question du Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie a été soulevée au cours de l'audience. M. Gregory Hickey a soutenu que ledit Programme constituait une subvention destinée aux grands consommateurs industriels qui devait être payée par les consommateurs facturés au tarif général. Le coût net des achats d'électricité du Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie auprès d'Énergie NB pour la période de janvier 2012 à mars 2014 s'élevait à 24,4 millions de dollars. M. Hickey a déclaré que la Commission devrait rejeter la demande de tarif d'Énergie NB jusqu'à ce qu'une loi traite de cette question.
- [38] Le paragraphe 3(1.1) du *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité* (Règl. du N.-B. 2013-65) (Règlement) exige qu'Énergie NB s'assure qu'au 31 décembre 2020, que 40 % de ses ventes totales d'électricité dans la province est de l'électricité issue de ressources renouvelables, ce qui comprend l'électricité produite par les grandes entreprises industrielles admissibles.

- [39] Conformément au paragraphe 4(1) du Règlement, Énergie NB est tenue, conformément au Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie, d'obtenir de l'électricité des grandes entreprises industrielles admissibles. Ces achats contribuent à l'atteinte de l'objectif global énoncé dans le Règlement visant à ce que 40 % des ventes de kWh dans la province proviennent d'énergies renouvelables.
- [40] Le Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie est prévu dans le Règlement et il n'existe pas de preuve ou d'indication que les achats nets d'Énergie NB ne respectent pas l'exigence réglementaire. Par conséquent, la Commission ne rejettera pas cette dépense.

(iii) Achat d'électricité

- [41] Énergie NB a conclu douze ententes d'achat d'électricité (EAE) avec des centrales tierces. La production dans le cadre des EAE comprend de l'électricité produite à partir de gaz naturel et de ressources renouvelables telles l'énergie hydraulique, éolienne et de biomasse.
- [42] Certaines EAE fournissent à Énergie NB des qualités environnementales et contribuent à promouvoir la production distribuée à l'échelle régionale en vue d'atteindre l'objectif en matière d'énergie renouvelable énoncé dans le Règlement.
- [43] M. Hickey soutient qu'Énergie NB est alourdie par ces EAE. Il affirme qu'Énergie NB n'a pas besoin de toute l'énergie renouvelable achetée en vertu de ces ententes pour atteindre ces obligations en matière de charge. Il conteste l'achat d'énergie éolienne dans la mesure où les centrales d'Énergie NB sont en mesure de produire de l'énergie à un tarif moindre.
- [44] Dans son argumentation finale, M. Hickey a affirmé qu'Énergie NB payait plus cher l'électricité achetée que celle produite de manière autonome. Cependant, comme nous l'avons mentionné précédemment, Énergie NB est tenue en vertu du Règlement d'acheter de l'électricité provenant de ressources renouvelables, ce qui comprend l'électricité produite à partir d'énergie solaire, éolienne, hydroélectrique, de la mer, du biogaz, de la biomasse et de gaz récupérés d'un enfouissement sanitaire. Il n'existe pas de preuves ou d'indications que les achats nets d'électricité effectués par l'entremise des EAE ne respectent pas l'exigence réglementaire.

[45] Dans son argumentation finale, M. Rouse a affirmé qu'il est inacceptable qu'une EAE soit signée sans l'approbation de la Commission dans la mesure où cela aura une incidence sur les besoins en revenus. Toutefois, la Loi n'exige pas qu'Énergie NB obtienne une telle approbation.

[46] Conformément à l'article 144 de la Loi, toute EAE conclue par Énergie NB avant l'entrée en vigueur de la Loi est réputée prudente et raisonnable.

[47] Aucune preuve n'a contesté la prudence de toute EAE non visée par l'article 144 de la Loi. Par conséquent, la Commission approuve la prévision d'achat d'électricité de 517,5 millions de dollars.

b. Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration

[48] Énergie NB a proposé des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) d'un montant total de 440,3 millions de dollars (arrondi) comprenant 14 postes distincts : (Pièce NBP 1.04, p. 17 (tableau 2.1.2a))

Postes	Dépenses d'EEA prévues au budget
1. Main-d'œuvre et avantages sociaux	274,5 M\$
2. Dépenses liées au matériel	36 M\$
3. Personnel d'appoint	97,2 M\$
4. Déplacements	4,9 M\$
5. Véhicules	10,8 M\$
6. Équipement	16,1 M\$
7. Communications	5,5 M\$
8. Biens-fonds	4,2 M\$
9. Assurance et dommages-intérêts	10,7 M\$
10. Coûts organiques	18,1 M\$
11. Provision pour créances irrécouvrables	4,3 M\$
12. Services internes facturés	(0,6) M\$
13. Répartitions aux immobilisations	(53,1) M\$
14. Pensions et retraites anticipées	11,8 M\$
Total	440,3 M\$

[49] La Commission a entendu les preuves et les arguments concernant trois des postes susmentionnés, à savoir main-d'œuvre et avantages sociaux, personnel d'appoint et coûts organiques qui sont abordés ci-dessous. Par ailleurs, un programme de compression des coûts a été inscrit au budget pour mémoire sous le poste personnel d'appoint. Il est abordé dans une rubrique distincte.

(i) Main-d'œuvre et avantages sociaux

[50] Énergie NB souhaite inclure le montant de 274,5 millions de dollars au titre des dépenses de main-d'œuvre et d'avantages sociaux. Cela représente une augmentation de 3 millions de dollars par rapport à l'année précédente « ...en raison des hypothèses d'augmentation salariale des employés syndiqués et non syndiqués ainsi que de nouveaux postes compensés par une réduction des coûts prévus liés aux heures supplémentaires ». (Pièce NBP 1.04, p. 20, lignes 26 - 28)

[51] En ce qui concerne tout d'abord les hypothèses d'augmentation, M. Furey a expliqué que des 11,2 millions de dollars correspondant à l'augmentation des coûts de main-d'œuvre au cours de l'exercice de référence, environ 8 millions de dollars étaient largement imputables aux augmentations de salaire. Énergie NB a expliqué que les augmentations de salaire survenaient dans le contexte de la fin du gel des salaires décrété par le gouvernement : « Tous les employés d'Énergie NB exclus des négociations ont suivi le mandat de gel des salaires du gouvernement. Tous les employés inclus dans les négociations ont suivi ou suivront le mandat de gel des salaires dans le cadre de négociations collectives. » (Pièce NBP 1.04, p. 18, lignes 29 - 32) Essentiellement, on s'attend à ce que ces augmentations surviennent du fait de conventions collectives ou à la suite d'une période de gel des salaires pour le personnel non syndiqué.

[52] Les 3 millions de dollars restant sont affectés au financement de 30 nouveaux postes (y compris les avantages sociaux) au cours de l'exercice de référence. Énergie NB confirme que les 30 nouveaux postes permanents étaient inscrits au budget 2015-2016. Les détails concernant ces 30 postes sont présentés dans les preuves d'Énergie NB et plusieurs de ceux-ci ont été créés afin d'aider dans le cadre de travaux d'immobilisations.

[53] Énergie NB confirme également que l'augmentation des coûts de main-d'œuvre est compensée par la réduction du coût des heures supplémentaires, qui s'élève à environ 8 millions de dollars.

- [54] Même si Énergie NB a justifié le besoin d'une augmentation des dépenses afférentes à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux pour l'exercice 2015-2016, ceux-ci doivent être suivis de près. La main-d'œuvre et les avantages sociaux ont une incidence importante sur les coûts et tout doit être fait pour veiller à ce que des gains d'efficacité soient réalisés lorsque c'est possible. Ce poste sera examiné attentivement lors des prochaines demandes de tarif.
- [55] Pour l'exercice 2015-2016, la Commission approuve les dépenses de main-d'œuvre et d'avantages sociaux telles qu'elles ont été proposées.

(ii) Personnel d'appoint

- [56] Les contrats de personnel d'appoint complètent et appuient l'effectif permanent d'Énergie NB et représentent le deuxième poste, en terme d'importance, des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration. Ces contrats du personnel d'appoint comprennent des services spécialisés et techniques, des activités non courantes et d'autres contrats permettant de satisfaire les besoins saisonniers et en période de pointe.
- [57] Le budget proposé pour le personnel d'appoint s'élève à 97,2 millions de dollars. Bien que certains éléments du budget augmentent, le budget proposé représente une diminution globale de 42 millions de dollars par rapport aux prévisions de l'exercice 2014-2015. Les occasions d'amélioration continue identifiées par Énergie NB (abordées à la rubrique « Réduction de coûts » ci-dessous) représentent 10 millions de dollars de cette baisse. Le reste de celle-ci s'explique par une réduction des interruptions pour travaux d'entretien à la centrale Point Lepreau et aux conséquences de la tempête post-tropicale Arthur au cours de l'exercice 2014-2015.
- [58] Deux aspects du personnel d'appoint, la gestion de la végétation et la réduction de coûts, sont abordés ci-dessous.

• **Gestion de la végétation**

- [59] On prévoit que le budget de la gestion de la végétation, l'un des éléments du personnel d'appoint, augmente de 1 million de dollars pour atteindre 6,9 millions de dollars.

[60] Dans son rapport annuel 2013-2014 et lors de l'examen de la tempête post-tropicale Arthur, Énergie NB a souligné sa volonté d'investir plus dans la gestion de la végétation, notamment en s'engageant à dépenser 8 millions de dollars au cours de l'exercice 2015-2016. M^{me} Leaman a expliqué que le personnel d'appoint représente 6,9 millions de dollars de cet engagement. La Commission est consciente que de nombreux habitants du Nouveau-Brunswick ont été confrontés à des difficultés liées aux coupures de courant occasionnées par les effets des récents événements météorologiques importants. Elle estime que cet investissement est nécessaire afin d'atténuer les effets des phénomènes météorologiques graves. La Commission juge le budget proposé raisonnable et estime qu'il reflète les engagements d'Énergie NB en matière de gestion de la végétation.

- **Réduction des coûts**

[61] Énergie NB a indiqué que le budget du personnel d'appoint du poste des dépenses d'EEA comprenait une somme de 10 millions de dollars correspondant à des réductions de coûts permanentes qui a été placée dans le budget pour mémoire. Cette réduction vient s'ajouter aux 30 millions de dollars d'économies réalisées depuis 2011 dans le cadre de ses réductions des coûts. Le Plan décennal d'Énergie NB, qui couvre les exercices financiers 2016 à 2025 (Plan décennal), prévoit également 15 millions de dollars additionnels de réduction de coûts pour l'exercice 2016-2017. Les économies comprendraient des domaines distincts du personnel d'appoint ou d'autres dépenses d'EEA et reposent principalement sur une initiative d'examen « ceinture noire » du programme de certification Lean Six Sigma menée à l'échelle de l'entreprise.

[62] Énergie NB a établi une liste de 36 projets ceinture noire qui devraient permettre de réaliser, selon les estimations les plus élevées, des économies annualisées d'un montant de 12,8 millions de dollars, exclusion faite de trois projets dont les économies attendues restent à définir.

[63] Durant son contre-interrogatoire, M. Murphy s'est dit très confiant quant à la réalisation des 10 millions de dollars d'économies, même si celles-ci ne proviendront pas forcément toutes des projets énumérés. Il a également indiqué que la liste des projets ne représente qu'un aperçu à un moment donné et que certains projets pourront être abandonnés alors que d'autres seront ajoutés.

- [64] Le Plan décennal ne présente pas d'estimations des économies de coûts au-delà de l'exercice 2016-2017. M. Murphy reconnaît que les prochains plans décennaux pourraient prévoir des estimations à plus long terme, si Énergie NB est en mesure de définir sa capacité à maintenir des améliorations continues des coûts.
- [65] Selon la présentation de M^{me} Black, l'estimation des économies de coûts de 10 millions de dollars est « trop prudente » et celles à plus long terme concernant les réductions de coûts figurant dans le Plan décennal devraient être incluses afin de refléter les obligations d'Énergie NB envers ses clients, soit de mettre l'accent sur des améliorations continues.
- [66] Après avoir examiné les preuves sur cette question, la Commission conclut que les réductions de coûts de 10 millions de dollars placées pour mémoire dans le budget sont sous-estimées. Elle reconnaît que la liste des projets ceinture noire d'un montant total de 12,8 millions de dollars représente un aperçu à un instant donné de projets en devenir et que des possibilités d'économies supplémentaires peuvent exister en dehors de la liste. Étant donné l'estimation de 15 millions de dollars d'économies permanentes supplémentaires pour l'exercice 2016-2017, elle considère que des économies de coûts de 13 millions de dollars peuvent raisonnablement être réalisées au cours de l'exercice de référence.
- [67] Par conséquent, la somme indiquée pour mémoire dans le budget des dépenses d'EEA devrait s'élever à 13 millions de dollars et non à 10 millions de dollars.
- [68] La Commission estime que les estimations de réduction de coûts à long terme doivent être prises en compte dans les plans décennaux d'Énergie NB et, en vertu du paragraphe 101(2) de la Loi, ordonnent à Énergie NB d'inclure lesdits renseignements dans les plans futurs.
- [69] Compte tenu de ce qui précède, la Commission diminue de 3 millions de dollars le budget du personnel d'appoint et approuve le montant de 94,2 millions de dollars.

(iii) Coûts organiques

- [70] Les coûts organiques d'Énergie NB s'élèvent à 18,1 millions de dollars et comprennent les cotisations et les droits d'adhésion, les redevances environnementales et les droits réglementaires, les dépenses de formation et les coûts organiques de l'entreprise. Ces

derniers s'élèvent à 2,2 millions de dollars. Sur cette somme, environ 984 000 dollars sont alloués à titre de « Contribution au projet de restauration des berges (Première nation de Tobique) ».

[71] Énergie NB s'est engagé à demander l'autorisation de divulguer un protocole d'entente concernant la question de la restauration des berges mais a indiqué, par la suite, qu'Énergie NB n'est pas partie au protocole d'entente qui est signé entre le gouvernement du Nouveau-Brunswick et la Première nation de Tobique. Le gouvernement a chargé Énergie NB de ne pas transmettre d'exemplaire du protocole d'entente. M. Furey admet que la conseillère juridique de la Commission devrait néanmoins être autorisée à examiner ce point et que le groupe d'experts devrait fournir des renseignements à ce sujet.

[72] Interrogé sur ce point, M. Murphy a déclaré que le gouvernement avait demandé à Énergie NB d'« [traduction] assumer certains coûts » et d'« [traduction] effectuer certains travaux » (Transcription, p. 905, ligne 9; p. 906, lignes 4 et 5) dans le cadre de débats en cours concernant la construction initiale d'installations hydroélectriques dans la région. Il reconnaît qu'Énergie NB n'était pas tenue de le faire par une obligation contractuelle.

[73] La Commission a demandé à M. Murphy d'expliquer pour quelles raisons ce paiement devrait être inclus dans le besoin en revenus. Il a répondu ce qui suit :

« [traduction] Ces négociations portent sur la construction initiale de cette installation et j'estime que l'exploitation de celle-ci est importante en ce qui concerne le besoin en revenus. Ces discussions permettent, j'imagine, de faire progresser la résolution du différend et dans la mesure où cette installation est une composante importante de la composition productrice globale d'Énergie NB, il est essentiel que la Société conserve un accès libre à celle-ci. Il est important qu'Énergie NB soit en mesure d'exploiter cette installation afin d'assurer la production et de maintenir des tarifs bas. En ce sens, je pense donc que ces coûts sont pertinents dans le cadre du besoin en revenus dans la mesure où ils nous permettent d'assurer la production et de maintenir des tarifs bas. » (Transcription, p. 907, ligne 19 à p. 908, ligne 5)

[74] La Commission estime qu'il n'existe pas suffisamment de preuves en faveur de l'inscription de cette partie des coûts organiques d'Énergie NB, d'autant plus qu'elle n'a pas été autorisée à examiner le protocole d'entente et qu'Énergie NB n'est pas tenue d'effectuer le paiement par une obligation contractuelle.

[75] Par conséquent, la Commission refuse d'inclure le montant de 1 million de dollars (arrondi) à titre de coûts organiques.

(iv) Conclusion concernant les dépenses d'EEA

[76] La Commission accepte le montant de 436,3 millions de dollars pour les dépenses d'EEA, ce qui représente une diminution de 4 millions de dollars des montants proposés, comme nous l'avons indiqué précédemment.

c. Amortissement et désaffectation

[77] Les dépenses d'amortissement et de désaffectation devraient s'élever à 263,8 millions de dollars pour l'exercice de référence, une augmentation de 17,7 millions de dollars par rapport aux prévisions de l'exercice 2014-2015. Cette augmentation est due au passage aux Normes internationales d'information financière, à la capitalisation du projet de remise à neuf du poste convertisseur de courant continu à haute tension (CCHT) Eel River et à d'autres hausses.

[78] Les prévisions de dépenses d'amortissement et de désaffectation pour l'exercice de référence ont été contestées par M. Athas par l'entremise de preuves déposées au nom de l'intervenante publique. Il a affirmé que ces dépenses avaient été surestimées au cours des exercices 2013-2014 et 2012-2013, respectivement de 16 millions et de 29,1 millions de dollars. M. Athas considère que les prévisions de l'exercice de référence se situent dans la prolongation de cette tendance.

[79] Au cours du contre-interrogatoire mené par M. Furey, M. Athas a reconnu que les écarts des exercices 2011-2012 et 2010-2011 montraient que les dépenses réelles d'amortissement et de désaffectation avaient dépassé les prévisions budgétaires respectivement de 39,2 millions et de 8,4 millions de dollars. Ces données n'ont pas été prises en compte dans son rapport.

[80] La contre-preuve d'Énergie NB fournit une explication en ce qui a trait aux écarts budgétaires des derniers exercices. Énergie NB soutient que les écarts positifs des exercices 2013-2014 et 2012-2013 n'ont aucune incidence sur l'exercice de référence, mais reconnaît que la mise en œuvre des Normes internationales d'information financière

entraînera des variations annuelles liées aux changements des taux d'actualisation utilisés pour les sorties d'immobilisation.

[81] La Commission a soigneusement examiné les preuves déposées concernant les dépenses d'amortissement et de désaffectation qui s'élèvent à 263,8 millions de dollars. Il a été suffisamment établi que les écarts résultaient, entre autres, du passage aux Normes internationales d'information financière. Aucun autre intervenant n'a contesté ce poste de dépenses.

[82] La Commission estime que les prévisions sont raisonnables et approuve les dépenses d'amortissement et de désaffectation telles qu'elles ont été proposées.

d. Taxes

[83] Énergie NB paie des impôts fonciers, des taxes sur les services publics et des redevances de droit de passage. L'ensemble de ces taxes est estimé à 37 millions de dollars. Ce montant est cohérent par rapport aux montants de taxes acquittés au titre des deux derniers exercices.

[84] La Commission est convaincue que le montant afférent aux taxes est raisonnable et l'approuve.

e. Frais de financement

[85] Énergie NB prévoit 134,4 millions de dollars pour la part de ses besoins en revenus nets consacrés aux frais de financement. Ceux-ci comprennent des frais d'intérêt et des frais prescrits par la Loi versés au gouvernement du Nouveau-Brunswick ainsi que des pertes de change. Il s'agit de crédits de compensation pour les revenus de placement et pour les intérêts appliqués aux projets d'immobilisation. Le montant net représente une augmentation de 27,4 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Énergie NB met ceci avant tout sur le compte d'une prévision de réduction des gains de change et d'une réduction des intérêts produits par les placements, en partie compensée par une diminution des intérêts sur la dette.

[86] À la question de la Commission de savoir s'il y aurait un quelconque avantage à négocier des taux financiers moins élevés, M. Murphy a indiqué qu'Énergie NB avait conclu qu'il

n'y avait aucune valeur économique à refinancer la dette actuelle en raison des pénalités et d'autres facteurs.

[87] La Commission estime que les frais de financement proposés sont raisonnables et les approuve, tel qu'ils ont été présentés.

f. Reports réglementaires

[88] Les deux ajustements au bénéfice suivants ont été effectués en lien avec les reports réglementaires :

- Rajustement de report réglementaire – Centrale de Point Lepreau; et
- Rajustement de report réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA.

(i) Report réglementaire de la centrale de Point Lepreau

[89] La proposition des besoins en revenus d'Énergie NB comprend 70,2 millions de dollars au titre du report réglementaire lié à l'interruption pour la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le compte de report a été établi en vertu de l'article 143.1 de la version précédente de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2003, ch. E-4.6. Les paragraphes 139(4) et 139(5) de la *Loi* en vigueur exige que la Commission veille à ce qu'Énergie NB recouvre le solde inscrit au compte de report et les frais financiers y afférant sur la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau et qu'ils soient reflétés dans les tarifs. La Loi stipule que le report fait partie des besoins en revenus.

[90] Dans une décision antérieure, la Commission a déterminé que le compte de report serait amorti de façon actualisée sur une durée de vie utile attendue de 27 ans et entraînerait des coûts de financement à un taux équivalent à celui de la dette à long terme d'Énergie NB. La Commission a indiqué cependant qu'elle pourrait réévaluer chacun de ces facteurs, si les circonstances le justifient. (Décisions de la Commission, Instance n° 171, datées du 13 mars 2013 et du 13 janvier 2014)

[91] Dans sa décision du 13 mars 2013, la Commission a conclu qu'elle a le rôle permanent d'évaluer si la durée de vie utile est juste au cours de chaque instance tarifaire présentée

par Énergie NB ou, si elle le juge approprié, de temps à autre au cours d'instances séparées ordonnées par la Commission. Conformément à la décision de la Commission, Énergie NB dépose un rapport annuel qui comprend une version à jour de l'annexe C de la décision du 13 mars présentant les facteurs de capacité prévus. Le dernier rapport concerne l'exercice se terminant le 31 mars 2015.

- [92] La Commission constate que les premiers résultats concernant le rendement de la centrale de Point Lepreau ne respectent pas les prévisions de facteurs de capacité figurant à l'annexe C de cette décision. Une poursuite de cette tendance serait susceptible d'avoir une incidence sur la durée de vie utile projetée. La Commission continuera de surveiller ces indicateurs de rendement et examinera chaque fois que cela s'avérera nécessaire, si la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau remise à neuf est juste.
- [93] La Commission a examiné les preuves et est convaincue que le montant devant être inclus aux besoins en revenus est raisonnable. Elle l'approuve donc tel qu'il a été présenté.

(ii) Règlement de la poursuite contre PDVSA

- [94] Dans une décision de 2007, la Commission a approuvé l'établissement d'un compte de report visant à transférer les avantages du règlement de la poursuite contre Petroleos De Venezuela, S.A. (PDSVA). Le report réglementaire reflète l'obligation qui est faite à Énergie NB de transmettre les avantages nets du règlement aux clients en abaissant les tarifs futurs. La Commission approuve le montant de 1,7 million de dollars comme modification appropriée des besoins en revenus.

g. Bénéfice net

- [95] Les besoins en revenus proposés par Énergie NB comprennent le montant de 90,6 millions de dollars au titre du bénéfice net. Cela constituerait la portion correspondant au « rendement raisonnable » de ses besoins en revenus si la Commission en décidait ainsi. En l'absence de tout autre ajustement des besoins en revenus ou d'autres considérations liées aux tarifs, le montant proposé nécessiterait une augmentation uniforme du tarif de 2 % pour l'exercice de référence.

(i) Preuves et arguments d'Énergie NB

- [96] Énergie NB définit le cadre réglementaire comme un « modèle modifié de coût des services » dans la mesure où le rendement proposé pour l'exercice de référence obéit à un objectif stratégique clé consistant à réduire l'endettement global de 1 milliard de dollars et à atteindre un ratio d'endettement de 80/20 avant 2021, conformément au Plan décennal.
- [97] La justification d'Énergie NB concernant l'objectif de 2021 comporte deux volets. Tout d'abord, Énergie NB fait valoir qu'elle doit établir une « réserve de fonds propres » afin de faire face aux aléas négatifs tout en maintenant la stabilité des tarifs. Deuxièmement, le Plan décennal prévoit des dépenses en immobilisation relativement faibles pour les six premières années, suivies par des investissements extrêmement élevés, plus particulièrement en raison de l'arrivée en fin de vie utile de la centrale hydroélectrique de Mactaquac. Constituer des fonds propres en remboursant de la dette au cours des premières années permettra, selon la présentation d'Énergie NB, de maintenir des tarifs stables à long terme.
- [98] Énergie NB fait valoir que la Commission doit adopter une « approche moderne » pour ce qui est de son interprétation de la Loi, lorsqu'elle tranchera la question des tarifs justes et raisonnables. Se référant à des affaires de la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick, à des causes présentées devant la Cour suprême du Canada et à un ouvrage principal d'interprétation des lois, le principe consiste à interpréter les mots d'une loi dans leur contexte entier, en harmonie avec l'esprit et l'objet de la loi ainsi que la volonté du législateur.
- [99] En ayant recours à cette approche, Énergie NB fait valoir que la Loi appuie l'approche réglementaire « modifiée » à laquelle il a été fait référence précédemment. Le contexte législatif met l'accent sur l'obligation qui est faite à la Commission de rendre sa décision concernant les tarifs en fonction des besoins en revenus d'Énergie NB pour l'exercice de référence en ayant tenu compte du paragraphe 103(7) de la Loi et en particulier des alinéas 103(7)a) (Politique gouvernementale en vertu de l'article 68); 103(7)b) (Plan intégré des ressources); et 103(7)c) (Plan décennal).
- [100] En ce qui concerne la politique gouvernementale en vertu de l'article 68, Énergie NB relève à l'alinéa 68a)(ii) de la Loi, la phrase : «...un rendement juste et raisonnable dans le cadre de son objectif de produire un revenu suffisant pour pouvoir réaliser une structure

financière minimale de 20 % en capitaux propres ». Dans sa présentation, Énergie NB déclare que l'absence de l'expression *des capitaux propres* après l'expression *rendement raisonnable* modifie le modèle réglementaire standard et le remplace par une notion plus large de *rendement* de par sa référence à l'objectif de 20 % en capitaux propres. Énergie NB fait valoir que «...le législateur ne souhaitait plus que l'on tienne compte du rendement des capitaux propres lors de l'établissement des besoins en revenus d'Énergie NB ». Elle souligne également que la politique des tarifs bas et stables énoncée à l'alinéa 68(c) de la Loi avait des « répercussions précises » pour ce qui est de la réalisation de l'objectif de 20 % en capitaux propres. (Argument écrit d'Énergie NB, paragraphes 16 et 22) [traduction]

- [101] En ce qui concerne le Plan intégré des ressources (PIR) et le Plan décennal, Énergie NB fait valoir que ses obligations en vertu des articles 100 et 101 de la Loi et l'obligation correspondante de la Commission d'examiner le PIR et le Plan décennal ont pour but de fournir à la Commission des renseignements détaillés et de l'information contextuelle concernant la réalisation de l'objectif de fonds propres d'Énergie NB et le calendrier connexe, tout en atteignant l'objectif de la politique gouvernementale visant à parvenir à des tarifs bas et stables. Dans sa présentation, ces dispositions permettent à la Commission d'évaluer si les tarifs proposés pour l'exercice de référence sont raisonnables dans le contexte d'une stratégie à long terme.
- [102] À l'encontre de ce contexte, Énergie NB fait valoir qu'une augmentation uniforme de 2 % qui inclurait l'allocation du bénéfice net proposé permet d'aboutir à des tarifs justes et raisonnables. Elle souligne que les dépenses en immobilisations prévues dans le Plan décennal s'élevaient à 1,3 milliard de dollars pour les six premières années contre 2,9 milliards de dollars pour les quatre dernières années. L'augmentation des tarifs proposée entamerait le processus en vertu du Plan décennal visant à atteindre l'objectif de capitaux propres tout en proposant des tarifs bas, stables et prévisibles d'une année sur l'autre conformément à la politique énoncée au paragraphe 68c) de la Loi.
- [103] Énergie NB signale également que le fait de ne pas atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres avant 2021 serait susceptible de réduire la capacité d'endettement qui pourrait être requise par la meilleure solution en ce qui concerne les projets de la centrale de Mactaquac. Dans sa réponse à une question de la Commission, M. Murphy a affirmé que :

[traduction] Énergie NB est d'avis que si elle ne parvenait pas à réduire sa dette des montants indiqués dans le Plan décennal, alors certaines des solutions deviendraient de plus en plus onéreuses et – vous savez - ces solutions sont énumérées ici. Celles-ci deviennent de plus en plus un coût prohibitif. À tel point qu'à un certain moment, Énergie NB ne serait plus en mesure d'emprunter de tels montants. Et s'attendre à les transmettre à ses clients. Vous savez, l'une des inquiétudes bien réelles d'Énergie NB est de veiller à ce que l'ensemble des possibilités soit disponible afin d'être en mesure de prendre les bonnes décisions. (Transcription, p. 855, ligne 18 à p. 856, ligne 4)

(ii) Preuves et arguments des intervenants

- [104] Plusieurs intervenants ont fourni des commentaires concernant le bénéfice net proposé par Énergie NB ou l'augmentation uniforme de 2 %.
- [105] M. Rouse, au nom de la NCFCS, a globalement soutenu l'augmentation de tarif. Il estime cependant que cette hausse ne devrait pas s'appliquer dans sa totalité ou ne devrait pas s'appliquer du tout aux catégories de clients composées de petites entreprises industrielles ou commerciales. Selon l'estimation de M. Rouse, la méthode actuelle de répartition des coûts et d'établissement des tarifs aboutit à ce que ces catégories de client payent beaucoup plus que leur coût du service.
- [106] M. Lawson, avocat de JDI, soutient que le délai de 2021 afin d'atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres est un « objectif ambitieux » et invite la Commission à envisager d'étendre ce délai de six ans à près de dix ans. Selon sa présentation, cela entraînerait une augmentation inférieure à 2 %. Il signale que le Plan décennal vise à dépasser l'objectif minimum de 20 % en capitaux propres après 2021. Donc en maintenant l'objectif de 20 % après cette date, Énergie NB serait toujours susceptible d'atteindre ces exigences en matière de dépenses en immobilisations. M. Lawson fait également valoir que si la Commission rejetait des dépenses importantes de la proposition de besoins en revenus, le pourcentage de l'augmentation de tarifs devrait être réduit en conséquence.
- [107] Utilities Municipal, représentés par M. Stoll, ne se sont pas opposés à la proposition d'augmentation de 2 %. M. Stoll a convenu qu'un indicateur du rendement des capitaux propres pour le bénéfice net proposé ne serait pas approprié à ce stade, mais il n'estime pas que la Loi écarte cette possibilité et qu'elle pourra s'appliquer lorsqu'Énergie NB sera

parvenue à une structure de capital appropriée. M. Stoll fait valoir que l'interaction des articles 103 et 68 de la Loi présente des obstacles sous la forme d'objectifs concurrents, mais offre également « [traduction] à la Commission l'occasion et la liberté d'examiner les différents objectifs et considérations dans le contexte d'une demande distincte et de pondérer ces considérations différemment à mesure que le contexte évolue ».

(Transcription, p. 1088, ligne 25 à p. 1089, ligne 5)

- [108] M. Stoll suggère que la succession de demandes de tarifs constituera un « processus évolutif » et ce qui est acceptable dans le cadre de la demande actuelle peut ne pas être acceptable dans le futur. Il a souligné l'importance de disposer d'un cadre permettant à la Commission de comprendre l'évolution du contexte dans les années à venir, notamment des analyses de sensibilité portant sur les prévisions d'Énergie NB. À titre d'exemple, il a mentionné le fait de fournir une analyse des répercussions sur les solutions de la centrale de Mactaquac selon que le plan de réduction de la dette est retardé ou accéléré. Il a également suggéré qu'un objectif important « qui n'a pas réellement suscité beaucoup d'intérêt » consisterait à trouver le meilleur objectif de ratio dette/capitaux propres pour Énergie NB : « Pas nécessairement de parvenir à 20 % ou plus, mais d'atteindre une structure de capital optimale ». (Transcription, p. 1093, lignes 8 à 9 et lignes 12 à 14) [traduction]
- [109] L'intervenante publique a présenté la preuve de M. Athas. Selon ce dernier, témoin expert de l'intervenante publique, l'augmentation de tarif demandée de 2 % n'est pas nécessaire compte tenu de sa proposition d'exclure certaines dépenses d'EEA et d'autres coûts. Il conclut que ces exclusions permettraient toujours à Énergie NB d'éteindre 90 millions de dollars de dettes. Bien que cela implique que M. Athas estime que le bénéfice net proposé par Énergie NB est raisonnable, il a indiqué que ce résultat procurait un rendement « exagéré » des capitaux propres.
- [110] Dans son argumentation finale, M^{me} Black a confirmé son opposition à la proposition de hausse des tarifs de 2 %, mais admet que l'approche de la Commission pour ce qui est de l'établissement de tarifs justes et raisonnables doit prendre en compte les objectifs de réduction de l'endettement d'Énergie NB. Elle a également convenu que la mesure du rendement ne repose plus sur des indicateurs de la rentabilité des capitaux propres conformes aux normes sectorielles, mais s'entend dans le contexte de réduction de l'endettement et des intérêts des clients. Toutefois, selon elle, la Commission devrait se concentrer sur les besoins en revenus de l' « exercice de référence unique » afin de

conserver une discipline d'une année sur l'autre pour ce qui est de la nécessité pour Énergie NB de poursuivre ses efforts continus en matière de gestion des coûts. Sans cet objectif, M^{me} Black soutient qu'il existe un risque qu'Énergie NB puisse devenir trop complaisante à l'égard de ses mesures de réduction des coûts et trop conservatrice dans ses prévisions, ce qui entraînerait une dépendance trop importante à des tarifs élevés pour ce qui est de l'atteinte de son objectif à long terme. M^{me} Black suggère que les futurs plans décennaux comportent des objectifs de réduction de coûts afin d'éviter une telle dépendance.

- [111] La réfutation de M. Furey a répondu aux préoccupations de M^{me} Black en faisant valoir qu'Énergie NB est tenue d'effectuer une demande de tarifs chaque année, ce qui donne à la Commission l'occasion de poursuivre son évaluation du caractère raisonnable de la demande pour chaque année témoin. Il reconnaît que la suggestion de M. Stoll concernant l'analyse permanente de la sensibilité pourrait constituer un élément utile des futurs plans décennaux et que la Commission dispose clairement de l'autorité lui permettant d'exiger des renseignements supplémentaires pour les plans ultérieurs.

(iii) Analyse de la Commission

- [112] Pour reprendre les termes de l'arrêt de la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick dans l'arrêt *Hawkes (curateur à) c. Nolais*, [2002] A.N.-B. no 388, un des principes clés régissant l'interprétation de la Loi veut que tout le libellé de celle-ci « ...doit donc tenir compte du contexte et s'harmoniser avec le régime que le législateur entendait instaurer ». Le défi consiste donc à trouver le juste équilibre entre plusieurs objectifs légaux et réglementaires en vue de parvenir à une décision qui serve au mieux l'intérêt du public.

- [113] L'article 1 de la Loi définit les « besoins en revenus » comme suit :

« besoins en revenus » S'entend du montant des revenus annuels nécessaires pour supporter les activités, l'entretien, les dépenses administratives, l'amortissement, les taxes, les intérêts et les autres frais financiers prévus tout en permettant un rendement jugé acceptable.

- [114] L'expression « rendement jugé acceptable » utilisée dans la définition susmentionnée et à l'alinéa 68a)(ii) de la Loi n'est pas définie. En revanche, la définition des « besoins en revenus *afférents au transport* » comprend la mention d'un « rendement *en capitaux* »

propres jugé acceptable » pour le transporteur [italique ajouté]. En outre, la version antérieure de la *Loi sur l'électricité* (L.N.-B. 2003, ch. E-4.6) définit les « besoins en revenus » en incluant l'expression « un rendement *en capitaux propres* acceptable » [italique ajouté]. Cette définition s'appliquait à l'ancienne corporation de distribution et à l'ancienne corporation de transport.

- [115] L'utilisation du terme *rendement* au lieu de celui de *rendement* en capitaux propres dans la définition en vigueur des « besoins en revenus » indique que la délibération de la Commission concernant le rendement jugé acceptable ne peut pas reposer uniquement sur la position en capitaux propres d'Énergie NB. Les délibérations de la Commission sur la question de savoir si les besoins en revenus proposés sont raisonnables comprennent un éventail de facteurs, notamment ceux énumérés aux paragraphes 103(7) et 103(8) de la Loi. En d'autres termes, il s'agit d'une loi habilitante qui offre une plus grande souplesse.
- [116] La Commission reconnaît que l'état actuel de la structure de capital d'Énergie NB est un facteur important. Selon le Plan décennal, les prévisions en la matière pour l'exercice 2015-2016 sont de 93 % de dettes et de 7 % de capitaux propres. La politique du gouvernement énoncée à l'article 68 de la Loi vise à ce que les tarifs fournissent un revenu suffisant pour pouvoir réaliser une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres. L'objectif de structure de capital doit à son tour être examiné par la Commission dans le contexte de l'ensemble des autres facteurs énumérés au paragraphe 103(7) de la Loi, notamment le Plan décennal et le PIR.
- [117] La Commission conclut, aux fins de la présente demande, qu'elle n'appliquera pas le principe du rendement en capitaux propres afin de déterminer le rendement jugé acceptable. Le rendement en capitaux propres demeure un indicateur potentiel pour les futures demandes, au fur et à mesure que les circonstances évoluent.
- [118] Aucune partie n'a contesté l'objectif à long terme d'Énergie NB consistant à atteindre un ratio de capitaux propres d'au moins 20 % en remboursant sa dette à partir de son résultat ainsi que le besoin de se préparer à d'importantes dépenses en immobilisation dans un avenir proche. Les opinions des parties divergent pour ce qui est de la manière d'y parvenir.
- [119] La suggestion de M. Rouse que la hausse des tarifs de 2 % ne s'applique pas à deux catégories de clients ne semble pas être une objection au rendement proposé. Il s'agit

cependant d'une question portant sur la répartition et la structure des tarifs qu'il reste à déterminer dans le cadre du processus d'audience relatif à la répartition des coûts.

- [120] Bien que l'intervenante publique s'oppose à la proposition d'augmentation de 2 % pour l'exercice de référence, elle ne voit pas d'objection en ce qui concerne l'objectif de réduction de l'endettement du Plan décennal. Au contraire, elle craint, en l'absence d'une approche type d'un « exercice de référence unique », qu'il existe un risque que les clients assument une part excessive du fardeau nécessaire à la réalisation de l'objectif.
- [121] Sur ce point, la Commission convient qu'Énergie NB doit être prête à montrer dans chaque demande qu'elle continue à chercher des gains d'efficacité qui diminueront les coûts et permettront de conserver des tarifs bas, stables et prévisibles. Cela est conforme avec les politiques énoncées à l'article 68 de la Loi. Ce point doit être évalué par la Commission, cependant dans le contexte plus large des objectifs à long terme d'Énergie NB. Il ne s'agit pas de choisir entre un exercice de référence et des considérations à long terme. La question du rendement jugé acceptable sera examinée pour chaque demande de tarifs.
- [122] M. Lawson a préconisé d'étendre la période permettant d'atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres au-delà de 2021, réduisant ainsi le rendement proposé pour l'exercice de référence. Le Plan décennal prévoit que le taux de fonds propres d'Énergie NB augmentera de 21 % pour l'exercice 2020-2021 à 30 % en 2024-2025. Bien que cela semble offrir à Énergie NB un certain degré de flexibilité en ce qui concerne ses plans visant à améliorer son taux de fonds propres, la Commission n'a reçu aucune forme d'analyse de sensibilité permettant d'évaluer l'incidence du scénario d'extension de la période. Une analyse de sensibilité accompagnant les prochaines demandes de tarifs fournirait à la Commission une vision claire des répercussions liées au fait de repousser la réalisation de l'objectif de 20 % en capitaux propres au-delà de 2021.
- [123] Tant qu'une analyse de la sensibilité de l'incidence potentielle d'étendre la période permettant d'atteindre l'objectif de 20 % en fonds propres n'aura pas été examinée, la Commission ne sera pas en mesure de répondre à la suggestion de M. Lawson. Le Plan décennal qui comprend les besoins en revenus nets proposés pour l'exercice de référence vise actuellement à réduire l'endettement net de 1 milliard de dollars en atteignant un taux de 20 % de fonds propres avant 2021. La Commission n'est pas disposée à retarder ce processus d'entrée de jeu sans une compréhension claire des incidences.

- [124] La Commission exige qu'Énergie NB fournisse, lors de la prochaine demande de tarifs, une analyse de sensibilité des répercussions liées au fait de repousser la réalisation de l'objectif de 20 % en capitaux propres au-delà de 2021. Par ailleurs, Énergie NB est ordonnée de fournir dans sa prochaine demande de tarifs une preuve traitant de la structure de capital adéquate à long terme.
- [125] Après avoir examiné les exigences législatives ainsi que tous les éléments de preuve et les arguments des parties, la Commission accepte le montant de 90,6 millions de dollars en tant que rendement juste et raisonnable pour l'exercice de référence. Ce rendement permet à Énergie NB de continuer à réduire son endettement et à établir une réserve de fonds propres en vue de se préparer aux augmentations anticipées des dépenses en immobilisation dans plusieurs années.
- [126] La Commission reconnaît les défis auxquels fait face Énergie NB et par extension, ses clients. Ils sont formulés de façon explicite dans le Plan décennal et le PIR. Les plans visant à relever ces défis sont également abordés dans ces documents. Les articles 100 et 101 de la Loi renferment des dispositions afin que ces documents évoluent avec le temps et comprennent des clauses qui permettent à la Commission d'exiger que des renseignements supplémentaires y soient inclus.
- [127] Les prochaines demandes de tarifs continueront d'être évaluées par la Commission en fonction des éléments probants disponibles les plus récents, notamment les plans décennaux mis à jour. La Commission examinera tous les renseignements supplémentaires qu'elle peut exiger en vertu des articles 100 et 101 de la Loi.

D. Autres

1. Programme de réduction et de déplacement de la demande

- [128] L'un des objectifs du Plan décennal d'Énergie NB vise à mener une stratégie consistant à réduire et à déplacer la demande d'électricité dans la province en vue de retarder les besoins de nouveaux investissements de production et d'optimiser le système afin de réaliser des économies de carburant et de fonctionnement. C'est ce que l'on appelle le programme de réduction et de déplacement de la demande (REDD).

- [129] Celui-ci investira dans la technologie, sensibilisera les clients et incitera la consommation visant à réduire et à déplacer la demande d'électricité, retardant ainsi les prochains investissements majeurs en matière de production.
- [130] Les prévisions voulant qu'à compter de 2027, Énergie NB ne dispose pas de capacité de production suffisante afin de satisfaire les besoins des clients constituent un enjeu clé auquel Énergie NB est confronté. Deux approches générales visant à régler cette question consistent à investir dans de nouveaux actifs de production et d'EAE ou, à défaut, à investir dans des techniques et des technologies axées sur la demande visant à diminuer celle-ci particulièrement lors des périodes de pointe.
- [131] Les trois principaux volets du programme REDD sont les suivants : a) efforts dans le domaine de la conservation et de l'efficacité énergétique qui aideront les consommateurs à atténuer les effets des prochaines hausses de tarifs; b) investissements dans un réseau intelligent pour ce qui est des capacités avancées de gestion des infrastructures et des technologies de l'information et de la communication; et c) améliorations aux processus d'exploitation et des capacités principales qui amélioreront la capacité de l'entreprise de service public de gérer l'infrastructure actuelle et future. Les initiatives dans le cadre du programme REDD aideront également Énergie NB à respecter ses obligations en vertu du *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité*.
- [132] Le profit tiré par Énergie NB dans le cadre du programme REDD s'élève à 927 millions de dollars imputables au report ou à la suppression de deux turbines à combustion et d'autres projets ainsi qu'à des économies en matière de carburant et d'électricité achetée. L'investissement requis pour le programme est de 487 millions de dollars, ce qui fournit un avantage net de 440 millions de dollars sur la base de la valeur nette actualisée sur une période de 25 ans.
- [133] M. Larlee a témoigné qu'Énergie NB n'est actuellement pas en mesure de fournir les économies globales réalisées à ce jour en vertu du programme REDD. En ce qui concerne les économies imputables aux réductions de capacité, il a expliqué que la valeur provenait du report de projets futurs qui n'ont pas encore été réalisés.
- [134] M. Lawson, dans ses observations finales, a insisté sur la nécessité pour la Commission de veiller à ce que les dépenses liées au programme REDD et les avantages qui découlent

de celui-ci soient suivis chaque année. Ce point a été repris dans les observations finales de M. Hurley.

- [135] Les investissements prévus dans le cadre du programme REDD s'élèvent à 487 millions de dollars, ce qui représente un coût important, bien qu'il soit étalé sur une longue durée. Il est essentiel que la Commission soit en mesure de surveiller les progrès du programme REDD afin d'être convaincue qu'il entraîne des économies de coûts importantes à long terme.
- [136] Énergie NB est enjointe d'élaborer des indicateurs qui fourniront des renseignements pertinents et qui permettront à la Commission d'évaluer les dépenses du programme ainsi que les avantages qui en découlent. Un rapport à propos des progrès du programme REDD doit être présenté à la Commission avec les prochaines demandes générales de tarifs.
- [137] En évaluant les dépenses du programme REDD, la Commission reconnaît qu'Énergie NB est tenue de présenter une demande auprès de la Commission pour tout projet d'immobilisation atteignant le seuil établi à l'article 107 de la Loi. Par conséquent, Énergie NB est enjointe de fournir dans chaque demande de tarifs une ventilation détaillée des dépenses en immobilisation et des dépenses autres qu'en capital réalisées dans le cadre du programme de réduction et de déplacement de la demande.

2. Politiques de gestion du risque financier

a. La Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick

- [138] Dans une décision concernant les politiques de gestion du risque financier de la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick (Corporation de commercialisation), la Commission a exigé un rapport sur les marges à l'exportation prévues au budget et réelles (avec les écarts) devant être présenté avec la demande actuelle. Corporation de commercialisation était également tenue de présenter un rapport sur la conformité. (Décision de la Commission, Instance n° 251, datée du 24 octobre 2014, p. 11)
- [139] Conformément à l'ordonnance de la Commission, les renseignements requis ont été présentés indiquant qu'il n'existait pas de cas de violation, de dispense ou de dérogation

par rapport aux politiques approuvées. La preuve indique également qu'aucune vérification interne n'a encore été effectuée, mais qu'on prévoit d'en réaliser une au cours de l'exercice 2015-2016.

[140] La NCFS a demandé à la Commission d'ordonner que des vérifications soient réalisées par des tiers concernant l'efficacité des politiques de gestion du risque financier de Corporation de commercialisation et la conformité avec celles-ci. La Commission a déjà abordé cette question dans sa décision d'octobre 2014 relative à Corporation de commercialisation et a conclu que des vérifications externes seraient fournies en temps voulu. La Commission fournit de nouvelles orientations concernant cette question dans la section suivante.

b. Énergie NB

[141] Il n'existe pas de dispositions de la Loi prévoyant expressément qu'Énergie NB soumette ses politiques de gestion du risque financier. Dans sa décision antérieure, la Commission a conclu qu'elle a la compétence, en vertu de l'article 103 de la Loi, d'examiner et d'approuver les politiques relatives à la gestion du risque financier d'Énergie NB et lui a ordonné de soumettre lesdites politiques ainsi que les éléments probants justificatifs dans le cadre de la présente demande. (Décision de la Commission, *supra*, p. 4)

[142] Énergie NB a présenté ses politiques de gestion du risque financier et a demandé l'approbation de la Commission. Son cadre de gestion du risque financier se compose des éléments suivants : a) Politique d'encadrement de gestion du risque financier; b) Politique de risque des prix de la marchandise et devises étrangères et des taux d'intérêt; c) Politique de gestion du risque de crédit; et d) Politique de risque d'exploitation. Ces politiques sont examinées et approuvées chaque année par le Conseil d'administration d'Énergie NB. La preuve d'Énergie NB montre que ces politiques sont généralement cohérentes avec celles de Corporation de commercialisation qui ont été approuvées par la Commission dans sa décision d'octobre 2014, hormis des écarts expliqués. Le cadre d'Énergie NB ne comprend pas de politique de risque du marché dans la mesure où celle-ci s'applique aux attributions de Corporation de commercialisation.

[143] La Commission a examiné les politiques de gestion du risque financier d'Énergie NB ainsi que les preuves et les arguments des parties. Les politiques sont cohérentes avec les politiques en vigueur de Corporation de commercialisation qui ont été précédemment

approuvées par la Commission. Tous les écarts par rapport à celles-ci sont justifiés et non contestés.

- [144] Compte tenu de ce qui précède, la Commission approuve les politiques de gestion du risque financier d'Énergie NB telles qu'elles ont été soumises.
- [145] La NCFS a suggéré que la Commission demande l'avis d'un tiers concernant l'efficacité du cadre d'Énergie NB et une vérification externe de la conformité qui devra être terminée avant la prochaine demande de tarifs. M. Rouse a également déclaré dans ses observations finales que la Commission ne devrait pas approuver les politiques de gestion du risque financier avant leur vérification.
- [146] La Commission convient que des vérifications externes devraient être réalisées conformément à celles que l'on envisage d'effectuer pour Corporation de commercialisation. La Commission ordonne à Énergie NB de présenter une proposition avant le 1^{er} mai 2016 concernant la portée et le calendrier d'exécution d'une vérification externe visant à mesurer la conformité et l'efficacité des politiques de gestion du risque financier d'Énergie NB et de Corporation de commercialisation.

E. Exigences minimales en matière de dépôt

- [147] Les exigences minimales en matière de dépôt améliorent l'efficacité du processus réglementaire. Elles aident à réduire le nombre de questions durant le processus d'audience, ce qui réduit au minimum la durée et le coût de l'audience. Énergie NB a indiqué qu'elle serait disposée à entamer un processus visant à établir les exigences minimales en matière de dépôt.
- [148] Le personnel de la Commission préparera une liste préliminaire des exigences minimales en matière de dépôt et amorcera la constitution d'un groupe consultatif visant à recommander à la Commission une liste exhaustive des dites exigences avant la demande générale de tarifs de l'exercice 2017-2018.

F. Approbation des barèmes de tarifs et date d'entrée en vigueur

- [149] La Commission a publié une décision provisoire le 10 septembre qui réduisait de 4 millions de dollars les besoins en revenus proposés d'Énergie NB. Énergie NB a été

contraint de réduire ses besoins en revenus en conséquence, de recalculer les tarifs nécessaires et de déposer à nouveau ces renseignements auprès de la Commission.

[150] Énergie NB s'est conformée aux directives ci-dessus et a présenté ses tarifs révisés. La Commission est convaincue que les tarifs révisés sont justes et raisonnables et elle les approuve.

[151] Dans sa décision partielle, la Commission a fixé au 1^{er} octobre 2015 la date d'entrée en vigueur des tarifs. Énergie NB a déposé auprès de la Commission les barèmes de tarifs mis à jour conformément au paragraphe 103(6) de la Loi.

G. Demandes futures de tarification générale

[152] En vertu du paragraphe 103(1) de la Loi, Énergie NB est tenue de présenter chaque année à la Commission une demande concernant l'approbation du barème de tarifs auquel elle propose de facturer ses services pour l'exercice financier commençant le 1^{er} avril 2015 et pour chaque exercice subséquent.

[153] Lorsqu'elle dépose une demande, Énergie NB peut demander la date à laquelle les nouveaux tarifs prendront effet dans le futur. Toutefois, les nouveaux tarifs n'entreront en vigueur qu'après que la Commission ait publié sa décision. Sous réserve de toute ordonnance de la Commission, Énergie NB assume le risque de retard dans la mise en œuvre des nouveaux tarifs.

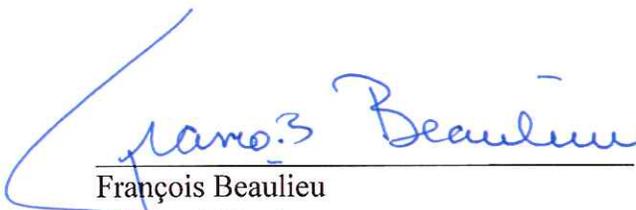
[154] Les besoins en revenus proposés dans la demande d'Énergie NB ont été fixés de manière annualisée (du 1^{er} avril 2015 au 31 mars 2016). Les nouveaux tarifs ont cependant été demandés le 1^{er} juillet 2015, ce qui signifie que l'on cherche à récupérer l'augmentation totale des besoins en revenus sur une période de neuf mois.

[155] C'est une pratique réglementaire courante d'approuver pour un exercice de référence les tarifs qui sont conçus afin de recueillir des besoins en revenus d'une entreprise de service public sur un exercice de référence complet et non, en effet, d'approuver les tarifs accélérés par la suite parce que l'approbation des tarifs est survenue à un moment donné de l'exercice de référence. À l'avenir, les tarifs proposés seront calculés en fonction d'une période de relèvement correspondant à l'intégralité de l'exercice de référence.

FAIT à Saint John, Nouveau-Brunswick, ce 28^e jour d'octobre 2015.



Raymond Gorman, c.r.
Président



François Beaulieu
Vice-président



Michael Costello
Membre



Patrick Ervin
Membre



John Patrick Herron
Membre