



## 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, aux fins d'approbation des barèmes des tarifs pour l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> avril 2018.

**ET EN L'AFFAIRE** concernant une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, aux fins d'approbation d'un projet d'immobilisations consistant en l'approvisionnement et le déploiement d'une infrastructure de mesure avancée.

(Instance n° 375)

Le 20 juillet 2018

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, aux fins d'approbation des barèmes des tarifs pour l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> avril 2018.

**ET EN L'AFFAIRE** concernant une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, aux fins d'approbation d'un projet d'immobilisations consistant en l'approvisionnement et le déploiement d'une infrastructure de mesure avancée.

(Instance n° 375)

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

Vice-président : François Beaulieu

Membres : Michael Costello  
Patrick Ervin

Conseillère juridique : Ellen Desmond, c.r.

Greffière en chef : Kathleen Mitchell

**DEMANDERESSE :**

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick : John Furey

**INTERVENANTS :**

Gerald Bourque

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick :

Jeffery Callaghan

J. D. Irving, Limited :

Christopher Stewart

New Clear Free Solutions :

Chris Rouse

Dr Roger Richard

Sussex Sharing Club :

Alfred Smith

Utilities Municipal :

Scott Stoll

Intervenante publique :

Heather Black

## **A. Introduction**

- [1] Le 5 octobre 2017, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB ou l'entreprise de service public) a présenté une demande auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (Commission) afin que celle-ci émette une ordonnance approuvant les tarifs proposés pour les services pour l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> avril 2018 (exercice de référence). Énergie NB demandait une augmentation tarifaire moyenne de 2 % pour ses catégories de clients sur une base différentielle, selon des besoins en revenus de 1 705,5 millions de dollars. Énergie NB demandait également à mettre en œuvre un mécanisme de rajustement tarifaire pour les événements extraordinaires ou les circonstances hors de son contrôle.
- [2] Énergie NB demandait aussi l'approbation d'un projet d'immobilisations consistant en l'approvisionnement et le déploiement d'une infrastructure de mesure avancée (IMA) dont le coût total en capital est de 90,7 millions de dollars, et une ordonnance à l'égard de la création d'un compte différé relativement à la radiation des compteurs existants qui seraient remplacés par des compteurs intelligents.
- [3] De plus, Énergie NB a déposé un plan triennal de gestion de la demande (GDD) dans le cadre de l'initiative Éconergie Nouveau-Brunswick (Éconergie NB). Celui-ci représente une fusion de la stratégie de réduction et de déplacement de la demande d'Énergie NB et des anciens programmes de l'agence Efficacité NB.

### **1. Résumé des procédures**

- [4] La Commission a reçu des éléments de preuve d'Énergie NB, d'intervenants et d'employées de la Commission entre octobre 2017 et l'issue de l'audience en mai 2018, ce qui constituait plus de 950 documents. L'examen des preuves présentées à l'oral et des présentations a duré 31 jours, entre le 7 février et le 10 mai. Tous les intervenants, à l'exception du Sussex Sharing Club, ont participé à différents aspects de l'instance.
- [5] Étant donné la portée de l'instance, celle-ci a été divisée en deux parties. La première partie portait sur la demande d'IMA et sur Éconergie NB. La deuxième partie était relative à la demande de tarification générale d'Énergie NB, au mécanisme de rajustement tarifaire et aux autres mesures de redressement demandées par l'entreprise de service public.

[6] Au cours de l'audience, la Commission a traité de trois questions procédurales importantes, lesquelles sont détaillées dans les sections suivantes.

**a. Retrait du mécanisme de rajustement tarifaire**

[7] Dans une lettre datée du 23 mars, Énergie NB a demandé à la Commission, l'autorisation de retirer la partie de sa demande concernant un mécanisme de rajustement tarifaire. Énergie NB a indiqué à la Commission que le conseil d'administration d'Énergie NB avait, après examen des commentaires reçus de ses actionnaires et de ses clients, ordonné à la direction de demander l'autorisation de retirer le mécanisme de rajustement tarifaire de sa demande. Un avis de motion et un affidavit à l'appui ont été déposés le 26 mars.

[8] Suite aux arguments verbaux présentés par les parties le 26 mars, la Commission a autorisé le retrait du mécanisme de rajustement tarifaire de la demande.

**b. Règlement de la centrale nucléaire de Point Lepreau – Horaire et preuve révisés**

[9] Dans un avis de motion distinct daté du 26 mars (motion), Énergie NB a révélé qu'une réclamation d'assurance liée à la centrale nucléaire de Point Lepreau avait fait l'objet d'un règlement le 22 mars. La réclamation était liée au dommage matériel et à un retard de démarrage dans le cadre du projet de remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau. La motion demandait une modification de l'horaire d'audience et de dépôt afin de permettre le dépôt d'autres éléments de preuve.

[10] La motion était appuyée par l'affidavit de Darren Murphy, chef des Finances et vice-président principal, Services d'entreprise à Énergie NB. Elle indiquait que les fonds de règlement devaient être payés à Énergie NB le 29 mars. Par conséquent, Énergie NB a voulu réduire sa demande d'une hausse tarifaire moyenne de 2 %, et déposer d'autres éléments de preuve en appui.

[11] Le 27 mars, la Commission a entendu les arguments liés à la motion. Dans sa décision, la Commission a reconnu la nature unique de la situation. Un horaire d'audience et de dépôt modifié a donc été accordé afin de permettre à Énergie NB de déposer une proposition de tarifs révisée et les éléments de preuve à l'appui.

[12] Énergie NB a ensuite déposé des éléments de preuve afin de modifier sa demande et d'appuyer le traitement comptable proposé du règlement avec la centrale nucléaire de

Point Lepreau. Il y a lieu de noter qu'Énergie NB a déposé un budget révisé pour l'exercice de référence comprenant de nouveaux soldes d'ouverture pour la dette nette et les résultats non distribués, tenant compte de l'incidence du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau.

- [13] Le budget révisé pour l'exercice de référence reflétait les estimations les plus récentes des résultats financiers de 2017-2018, qui n'étaient aussi favorables que prévu. Compte tenu des circonstances exceptionnelles introduites par le règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau, la Commission a autorisé le budget révisé pour l'exercice de référence comme preuve en appui de la demande de tarification générale.
- [14] Les révisions financières ont eu des répercussions sur plusieurs aspects des besoins en revenus de l'exercice de référence d'Énergie NB, y compris un amortissement réduit, des frais de différés réglementaires, des frais d'intérêt et une réduction dans les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration, réduisant ainsi le total des besoins en revenus de 7,1 millions de dollars. Conséquemment, Énergie NB a réduit l'augmentation tarifaire demandée de 2 % à 1,5 %.
- [15] D'autres aspects du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau sont abordés dans la suite de la présente décision.

**c. Règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau – Demande de traitement confidentiel**

- [16] Le 26 mars, Énergie NB a déposé une demande de traitement confidentiel, demandant que les modalités du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau en fassent l'objet. Elle demandait que le procès-verbal du règlement ne soit pas déposé auprès de la Commission. La demande portait sur les modalités des dispositions de confidentialité du règlement, et sur le fait que ces modalités étaient importantes pour les intérêts commerciaux d'Énergie NB et des assureurs qui étaient les contreparties en regard du règlement.
- [17] L'affidavit de M. Murphy en appui de la motion visant à modifier l'horaire d'audience et de dépôt énonce les dispositions de confidentialité régissant le règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau, lesquelles sont à la base de la demande de traitement confidentiel. Les dispositions reconnaissaient l'exigence d'Énergie NB de divulguer le montant du règlement à la Commission, ainsi que le pouvoir de la Commission de forcer

la divulgation de documents pertinents. Le 28 mars, Énergie NB a divulgué le montant du règlement à la Commission sous le sceau de la confidentialité.

- [18] La demande de traitement confidentiel énonçait deux différends en cours, un entre Énergie NB et Énergie atomique du Canada limitée (EACL) et un autre entre les assureurs et EACL. D'ici à ce que les questions en litige avec EACL soient réglées, Énergie NB soutient que toute divulgation serait préjudiciable pour Énergie NB et ses contribuables.
- [19] La Commission a reçu des objections concernant la demande de traitement confidentiel de la part de J. D. Irving, Limited (JDI) et de l'intervenante publique. La greffière en chef de la Commission a aussi reçu une lettre de la conseillère juridique de la Commission, demandant que le procès-verbal du règlement et le communiqué connexe (communiqué) soient déposés auprès de la Commission.
- [20] Le 3 avril, la Commission a tenu une audience d'intérêt public conformément à la règle 6.5.6 des *Règles de procédure* (Règles) de la Commission afin de déterminer si, en vertu de l'article 34 de la *Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics*, la publication ou la divulgation des renseignements concernant le règlement était nécessaire dans l'intérêt du public. Énergie NB, JDI, l'intervenante publique et la conseillère juridique de la Commission ont fait des présentations à la Commission.
- [21] Dans sa décision rendue le 4 avril, la Commission a déterminé que la nature des renseignements en question était confidentielle. Les circonstances liées à la demande de traitement confidentiel d'Énergie NB sont uniques et toute divulgation non autorisée des modalités du règlement serait préjudiciable pour les intérêts d'Énergie NB et des contribuables.
- [22] La Commission a déclaré que le besoin de confidentialité doit être contrebalancé par la nécessité que les parties concernées puissent remettre en question la disposition des sommes du règlement, de manière à aider la Commission à établir des tarifs justes et raisonnables.
- [23] La Commission a déterminé que le rôle de l'intervenante publique, comme il est indiqué dans le paragraphe 6(5) de la *Loi sur l'intervenant public dans le secteur énergétique*,

était suffisant pour assurer que l'intérêt public est servi dans la présente instance, et elle a demandé à Énergie NB de faire ce qui suit :

- a) déposer, en toute confidentialité, des copies non censurées du procès-verbal du règlement et du communiqué;
- b) fournir à l'intervenante publique des copies non censurées de la lettre indiquant le montant du règlement, du procès-verbal et du communiqué, en vertu des conditions de l'engagement précédemment signé par l'intervenante publique;
- c) fournir des copies censurées des mêmes documents à la greffière en chef aux fins de publication aux archives publiques.

[24] Par suite de la décision prise par la Commission, un certain nombre de postes révisés des besoins en revenus ont dû être conservés en toute confidentialité. Toutefois, la Commission, l'intervenante publique et le personnel de la Commission ont reçu des copies non censurées des documents confidentiels. L'intervenante publique et le personnel de la Commission ont eu la possibilité d'effectuer un contre-interrogatoire, *à huis clos*, relatif aux renseignements confidentiels.

## **2. Participation du public**

[25] Outre la procédure d'audience officielle, la Commission a tenu une session publique à Saint John le 7 février et a entendu huit présentations. La Commission a également reçu seize lettres de commentaires.

[26] Les opinions au sujet du projet d'IMA étaient tant favorables que défavorables. Les personnes qui appuyaient l'IMA ont cité le développement économique et l'innovation qui en résulteraient. Les personnes contre ont exprimé des préoccupations concernant les effets sur la santé des résidents et l'abordabilité du projet.

[27] Des représentants de certaines municipalités ont exprimé leur opposition à une hausse proposée des frais liés aux réverbères, signalant que, contrairement aux autres catégories de tarifs, la catégorie des réverbères paie bien au-delà de sa part des coûts.



- [28] La Commission a également entendu des contribuables qui s'opposaient à la hausse tarifaire proposée, en raison de leurs préoccupations concernant le gaspillage allégué et l'inefficacité de l'entreprise de service public.
- [29] Les présentations du public ne sont pas considérées comme des éléments de preuve selon les Règles, sinon elles feraient l'objet de demandes de renseignements et d'un contre-interrogatoire. La Commission en tient toutefois compte dans ses délibérations. La Commission apprécie les efforts déployés par les personnes qui ont fait des présentations orales et écrites.

## **B. Demande d'IMA**

- [30] Dans sa déclaration préliminaire par M. Murphy, Énergie NB décrit la première partie de l'audience comme un choix entre se préparer à « [Traduction] ... l'évolution rapide et incertaine des environnements futurs pour l'entreprise de service public, ou continuer de fonctionner selon le mode traditionnel de production, transport et distribution malgré l'évolution de l'industrie ». Énergie NB propose qu'une stratégie essentielle pour relever les défis de l'avenir est Éconergie NB, dont l'IMA joue un rôle essentiel.
- [31] La partie de la demande présentée par Énergie NB concernant l'IMA est conforme à l'article 107 de la *Loi sur l'électricité (Loi)*, qui prévoit qu'Énergie NB doit obtenir l'approbation de la Commission pour tout projet d'immobilisations dont le coût en capital prévu est de 50 millions de dollars ou plus.
- [32] Énergie NB propose d'améliorer la capacité de ses compteurs pour passer à une IMA, ce qui permettrait des communications bidirectionnelles entre les compteurs des clients et Énergie NB. Selon sa preuve principale, l'IMA « ... est essentielle pour construire un réseau électrique plus intelligent et plus efficace et sera la fondation d'une large gamme d'avantages pour les clients qu'Énergie NB fournira dans le cadre de l'initiative Éconergie NB d'Énergie NB ».
- [33] La demande d'IMA reposait en partie sur la justification de l'investissement préparée par Util-Assist Inc. (justification de l'investissement). L'analyse financière du projet d'IMA indiquait un coût en capital total de 90,7 millions de dollars sur 15 ans et des dépenses d'exploitation de 32 millions de dollars en valeur actualisée nette (VAN).

## **1. Vue d'ensemble de l'IMA**

- [34] Énergie NB prévoit installer environ 355 000 compteurs intelligents sur les sites des clients. La plupart des compteurs actuellement installés exigent des lectures des compteurs ou des lectures près de ceux-ci. Un compteur intelligent enregistre et stocke les données de consommation d'énergie à un niveau granulaire, aussi fréquemment que des intervalles de cinq minutes. Les données seraient transmises entre des compteurs adjacents et à un réseau d'environ 250 collecteurs locaux dans toute la province, puis à un système de contrôle. Le système serait intégré à un système d'information sur la clientèle et de facturation, entre autres. Les clients seraient en mesure de revoir leur consommation moins d'un jour après ce processus. Dans ce contexte, la portée du projet d'IMA comprend l'ensemble de l'infrastructure du système et de la technologie habilitante.
- [35] L'IMA propose plusieurs fonctions inexistantes avec les compteurs traditionnels. Par exemple, étant donné que les données d'utilisation sont automatiquement envoyées à un système de facturation, l'entreprise de service public n'est pas obligée d'envoyer des ressources aux sites des clients pour collecter des données mensuelles. Cela améliorerait également la qualité des données existantes pour les études de répartition des coûts par catégorie et les prévisions des charges.
- [36] Énergie NB compte actuellement sur les rapports des clients en ce qui concerne les pannes de courant localisées avant de pouvoir y répondre. Grâce à l'IMA, ces pannes sont détectées et signalées en temps réel, ce qui permet une réponse rapide et précise. Les pertes du réseau de distribution, notamment la détection de vol, sont améliorées. Des données plus détaillées sur la consommation sont disponibles pour les clients qui souhaitent surveiller et ajuster leurs habitudes de consommation.

## **2. Justification de l'investissement**

- [37] La justification de l'investissement analyse les bénéfices chiffrables et non chiffrables de l'IMA ainsi que le coût en capital et les dépenses d'exploitation prévus.
- [38] Les mesures quantifiables sont des valeurs actuelles estimées, basées sur un investissement de 15 ans. Comme il a été présenté dans la preuve originale, la valeur actuelle du total des coûts en capital et des dépenses d'exploitation du projet s'élevait à 122,7 millions de dollars et la valeur actuelle des avantages de l'IMA était de 121,4 millions de dollars. Le projet avait donc une VAN négative de 1,3 million de

dollars. Cela équivaut à une période de récupération de 15,12 ans, ce qui est au-delà de la période d'investissement.

#### **a. Coûts du projet**

[39] Les coûts en capital comprennent les investissements de 63,7 millions de dollars dans l'IMA, soit le coût des compteurs et du matériel connexe (39,7 millions de dollars) et l'installation (13,2 millions de dollars), ainsi que d'autres éléments liés aux infrastructures de communication (10,8 millions de dollars).

[40] Les coûts en capital comprennent également les coûts liés au système de gestion des données des compteurs (SGDC) (7,6 millions de dollars), la gestion de l'effectif, la réponse à la demande, les coûts liés à l'intégration et à l'éducation des clients (8,3 millions de dollars) et divers autres coûts (11,1 millions de dollars).

#### **b. Bénéfices chiffrables du projet**

[41] La justification de l'investissement énumère 15 bénéfices chiffrables, principalement d'évitement des coûts ou de réduction des coûts, après le déploiement complet. Sept de ces éléments vont de 1,1 à 0,5 million de dollars en bénéfices invoqués, et représentent 5 % du total des bénéfices chiffrables. Aucun de ces éléments n'est contesté. La Commission accepte les montants associés à ces bénéfices invoqués.

[42] Les huit éléments restants constituent 95 % des bénéfices chiffrables. La preuve et les présentations devant la Commission contestent trois de ces éléments. Les trois bénéfices contestés sont le programme de réduction du kilowattheure (appelé évaluation comparative sociale), réduction du contrôle de la tension et la valeur comptable résiduelle des compteurs intelligents. Ceux-ci sont examinés ci-dessous. La Commission accepte les montants associés des cinq bénéfices invoqués restants.

##### **i. Évaluation comparative sociale**

[43] Le programme actuel d'évaluation comparative sociale d'Énergie NB consiste en un Rapport d'énergie à domicile (RED) en papier envoyé à 125 000 clients et un étalonnage en ligne accessible à tous les clients, basé sur des données de consommation mensuelles.

- [44] La justification de l'investissement indique que les programmes d'évaluation comparative sociale fondés sur l'IMA permettront aux clients de comparer leur consommation d'énergie avec d'autres et de les aider à modifier leurs habitudes de consommation. Elle affirme aussi que des programmes similaires en Amérique du Nord ont entraîné des réductions de 1 % à 2 % parmi les clients participants. Util-Assist prévoit une réduction d'environ 1 %. Le bénéfice de 28,9 millions de dollars a été calculé en multipliant la réduction de la consommation d'énergie par le coût énergétique éladé.
- [45] Tim Woolf, vice-président de Synapse, a été retenu par le personnel de la Commission. Il a été reconnu en tant qu'expert, dans le domaine des services publics d'électricité, en matière de besoins en revenus, de tarification et de conception tarifaire, de planification intégrée des ressources, de conception de programmes et de planification en matière d'efficacité énergétique, de planification de la réponse à la demande et de conception de programme, de planification d'IMA et d'efficacité budgétaire, de modernisation de réseaux et des mécanismes d'incitation à la performance. Dans son rapport, il faisait part de sa préoccupation à l'égard du fait qu'Énergie NB avait peut-être incorrectement calculé les bénéfices découlant de son programme actuel d'évaluation comparative sociale comme faisant partie des avantages de l'IMA. M. Woolf a affirmé que seuls les bénéfices qui s'ajoutent au programme actuel devraient faire partie de la justification de l'investissement et que les bénéfices invoqués devraient être réduits d'au moins 3,9 millions de dollars.
- [46] M. Woolf a recommandé que la justification de l'investissement soit révisée afin de corriger « [Traduction] ... les lacunes... détaillées dans l'analyse des impacts de l'IMA concernant l'analyse comparative sociale ou d'autres programmes de conservation ». Cette question sera examinée ci-dessous, en relation avec les modifications ultérieures d'Énergie NB à la justification de l'investissement.

## **ii. Réduction du contrôle de la tension**

- [47] Les systèmes de réduction du contrôle de la tension utilisent l'IMA pour réduire la consommation d'énergie et la demande de pointe en optimisant les niveaux de tension et en fournissant des renseignements qui améliorent le fonctionnement des régulateurs de tension de sous-stations. Des projets similaires ont démontré qu'il est possible d'afficher une réduction de 1 % à 3 % de la consommation d'énergie. La justification de l'investissement utilise un facteur de réduction d'énergie de 0,25 % pour calculer le bénéfice total de 5,3 millions de dollars.

- [48] La justification de l'investissement prévoit que le programme de réduction du contrôle de la tension commencera à la septième année. Les éléments probants d'Énergie NB comprennent des détails sur les études techniques et la planification du projet en ce qui concerne les systèmes de réduction du contrôle de la tension d'Énergie NB. Le projet de 20 mois comprenait un projet pilote pour valider le rendement et les objectifs des systèmes de réduction du contrôle de la tension.
- [49] Edmund Finamore, président de Valutech Solutions, Inc., a été retenu par l'intervenante publique. Il a été reconnu en tant qu'expert dans les domaines du développement de systèmes d'IMA, de la mise en œuvre et de l'évaluation de la planification technique d'entreprise. Il a déclaré que la justification des bénéfices d'Énergie NB prévoyait une mise en œuvre complète du système de technologies avancées de réduction du contrôle de la tension. À sa connaissance, de telles technologies n'ont pas encore été déployées sur l'ensemble d'un réseau dans d'autres services publics nord-américains.
- [50] M. Woolf a déclaré qu'Énergie NB n'a pas suffisamment justifié la nécessité d'attendre sept ans après le déploiement des compteurs intelligents pour mettre en place les systèmes de réduction du contrôle de la tension.
- [51] La Commission conclut qu'Énergie NB a utilisé une estimation prudente de la valeur de ce bénéfice, en prévoyant un facteur de réduction d'énergie de 0,25 % et en ne mettant pas en place les systèmes permettant la réalisation de ce bénéfice avant la septième année suivant le début du déploiement des compteurs. Pour ces raisons, la Commission accepte le montant de ce bénéfice invoqué.

### **iii. Valeur comptable résiduelle des compteurs**

- [52] Le dernier élément est la valeur comptable résiduelle de l'investissement dans l'IMA à la fin de la période d'investissement de 15 ans. Ce bénéfice est basé sur le fait que la majorité des compteurs seront installés sur une période de deux ans, et que tous les compteurs n'auront pas été complètement amortis à la fin de la période d'investissement. Énergie NB quantifie cette situation comme un bénéfice de 5,3 millions de dollars.
- [53] Le rapport de Synapse indique que les bénéfices invoqués d'Énergie NB devraient être remplacés par un coût net de 2,5 millions de dollars. Selon le document, plutôt que de compter la valeur comptable résiduelle des compteurs intelligents à la fin de la période d'investissement de 15 ans comme un bénéfice de 5,3 millions de dollars (VAN),

l'amortissement des compteurs pendant cette période devrait être traité comme un coût de 7,8 millions de dollars (VAN). À cet égard, Énergie NB fait valoir que la valeur comptable résiduelle des compteurs actuels est un coût irrécupérable et que, par conséquent, ils ne sont pas pertinents pour la décision d'investissement.

- [54] La Commission convient que la valeur comptable résiduelle des compteurs intelligents à la fin de la période d'investissement constitue un bénéfice valable.

### **c. Bénéfices non chiffrables du projet**

- [55] La justification de l'investissement énumère également un certain nombre de bénéfices non chiffrables et de possibilités pour des bénéfices chiffrables futurs. Les bénéfices non chiffrables comprennent, par exemple, l'amélioration de la satisfaction de la clientèle et la possibilité pour les représentants du service à la clientèle de répondre plus efficacement aux questions des clients. Il y aurait également des avantages opérationnels pour l'entreprise de service public, tels que l'amélioration des données pour la recherche en ce qui a trait à la charge, une meilleure perception de la charge des transformateurs et l'amélioration des processus de facturation.

- [56] La Commission reconnaît qu'il pourrait y avoir un certain nombre de bénéfices non chiffrables que l'IMA procurerait aux contribuables et à l'entreprise de service public. Cependant, aux fins de la présente demande, la Commission ne considère pas les bénéfices non chiffrables comme un facteur qui permettrait de surmonter une analyse de rentabilité négative.

### **d. Modifications à la justification de l'investissement**

- [57] Au cours de l'audience, Util-Assist a apporté des modifications à la justification de l'investissement initiale conformément aux recommandations de Synapse concernant le programme d'évaluation comparative sociale et une tarification fondée sur le temps. Suite à un engagement, Énergie NB a révisé ses données en conséquence. Compte tenu de ces révisions, Énergie NB fait valoir que la VAN du projet d'IMA est passée d'un montant négatif de 1,3 million de dollars à un montant positif de 8,7 millions de dollars.

- [58] En ce qui concerne l'évaluation comparative sociale, Énergie NB a apporté deux modifications. Premièrement, elle a réduit les bénéfices de 28,9 millions de dollars à

10,8 millions de dollars, afin de ne retenir que les bénéfices d'IMA supplémentaires au programme actuel. Deuxièmement, elle a ajouté le coût éladé de 23,2 millions de dollars pour la production du RED actuel, que l'IMA remplacerait par un programme plus rentable. Ces modifications entraîneraient une augmentation nette du bénéfice concernant l'évaluation comparative sociale de 5,2 millions de dollars.

- [59] Dans sa plaidoirie finale, Énergie NB a fait référence aux coûts éladés du programme actuel concernant le RED, qui repose sur des envois postaux aux participants, et au fait qu'un programme fondé sur l'IMA s'appliquerait à tous les clients, à l'exception d'un groupe témoin. La Commission est en désaccord avec cette plaidoirie. Énergie NB est en mesure d'éviter les coûts des envois postaux du RED sans la mise en œuvre de l'IMA. Les clients peuvent recevoir ces rapports avec leurs factures mensuelles, qu'ils soient reçus par courrier ou par d'autres moyens. Pour cette raison, les coûts éladés de 23,2 millions de dollars invoqués par Énergie NB ne constituent pas un bénéfice chiffrable valide.
- [60] Par conséquent, le bénéfice chiffrable de l'évaluation comparative sociale serait de 10,8 millions de dollars, et non de 28,9 millions de dollars, comme présenté à l'origine dans la justification de l'investissement.
- [61] En ce qui concerne la deuxième modification, une tarification fondée sur le temps, la justification de l'investissement initiale ne l'inclut pas comme un bénéfice chiffrable. On mentionne qu'une tarification fondée sur le temps est l'un des avantages « ... intéressants pour Énergie NB » qui pourrait être prise en compte une fois l'IMA en place. Cependant, la justification de l'investissement modifiée inclut une tarification fondée sur le temps comme un bénéfice chiffrable. Elle prévoit que 16 543 clients choisiraient éventuellement une tarification fondée sur le temps, ce que permettrait l'IMA. Il s'ensuivrait une augmentation du bénéfice net chiffrable global de 5,6 millions de dollars.
- [62] Les principales préoccupations d'Utilities Municipal relatives aux avantages d'une tarification fondée sur le temps que permettrait l'IMA étaient l'insuffisance des données, et le manque de preuve d'experts pour aider la Commission à comprendre l'analyse de rentabilité. Dans sa présentation, maître Scott Stoll, avocat pour Utilities Municipal, qualifie les éléments probants d'Énergie NB « [Traduction] d'analyse financière rudimentaire ».

- [63] Utilities Municipal ont fait valoir que la tarification fondée sur le temps peut et devrait être analysée immédiatement et qu'Énergie NB devrait s'engager à mettre en place une tarification fondée sur le temps dès l'installation des compteurs intelligents. Sans une telle approche, les avantages importants de l'IMA seraient différés.
- [64] L'intervenante publique a soutenu qu'il y avait un manque d'information quant à savoir si une tarification fondée sur le temps serait mise en œuvre (et si oui, à quel moment), et la nature de ces tarifs.
- [65] Énergie NB a exclu à juste titre toute proposition de tarification fondée sur le temps dans sa demande originale, parce que la Commission n'a pas évalué une telle conception tarifaire. N'ayant aucune certitude quant à l'approbation d'une tarification fondée sur le temps, il n'est pas approprié de l'inclure comme un bénéfice de l'IMA.

### **3. Considérations de santé et de sécurité**

- [66] Le Dr Roger Richard a soulevé une question quant à l'impact de l'IMA sur la santé et la sécurité, en particulier l'énergie électromagnétique des radiofréquences (RF) émise par les compteurs intelligents. M. Daniel LeBlanc, qui a pris la parole au nom du Dr Richard sur cette question, a déclaré que les préoccupations concernant la santé étaient les principales raisons pour lesquelles le Dr Richard participait à cette procédure.
- [67] La Commission a entendu des témoignages démontrant que les compteurs intelligents proposés par Énergie NB sont conformes à une norme du gouvernement fédéral publiée par Santé Canada, appelée le Code de sécurité 6 (2015) (Code de sécurité 6). La Commission a également été invitée à consulter le tableau 10-2 d'une décision rendue en 2013 par la British Columbia Utilities Commission (document d'identification n° 17), qui portait entre autres sur les effets des compteurs intelligents sur la santé et la sécurité. Ce tableau indique que l'exposition aux RF provenant des émissions d'IMA évoquées dans cette instance était nettement inférieure aux limites du Code de sécurité 6, et même bien en dessous des émissions de RF provenant des téléphones cellulaires. Cette question n'a pas été contestée.
- [68] Dr Richard a présenté le Dr Paul Héroux comme témoin. Ce dernier a expliqué qu'à son avis, l'industrie a grandement influencé l'élaboration du Code de sécurité 6 et qu'il ne protège pas suffisamment la santé humaine.



[69] Les préoccupations concernant la santé et la sécurité, soulevées par le Dr Richard et d'autres personnes, étaient sincères et avaient pour but d'informer la Commission. Cependant, la preuve était insuffisante pour convaincre la Commission que l'installation de compteurs intelligents constitue une menace indue pour la santé et la sécurité. Les éléments de preuve fournis ne permettaient pas à la Commission de conclure qu'il fallait ignorer ou rejeter le Code de sécurité 6 en tant que norme appropriée et acceptable pour l'exposition humaine aux émissions de RF au Canada.

[70] La Commission accepte l'utilisation du Code de sécurité 6 comme norme de sécurité de l'industrie applicable pour les émissions de RF des compteurs intelligents proposés par Énergie NB. De plus, elle accepte la preuve selon laquelle les compteurs intelligents proposés par Énergie NB respectent largement les normes du gouvernement fédéral énoncées dans le Code de sécurité 6.

#### **4. Seuil de prudence**

[71] Dans le cadre de la présente instance, la Commission a été appelée à évaluer la prudence du projet d'immobilisations proposé pour l'IMA. Pour prendre sa décision quant à la prudence, elle doit se fonder sur les exigences énoncées à l'article 107 de la *Loi*. Si elle est convaincue que ces exigences sont satisfaites, elle doit, en vertu du paragraphe 107(9), approuver le projet. L'article 107 prévoit en partie ce qui suit :

**107(1)** Sous réserve des paragraphes (4) et (6), dans le cas où le coût immobilisé total prévisionnel d'un projet d'immobilisations de la Société est d'au moins 50 000 000 \$, celle-ci ne peut, sans que la Commission n'ait approuvé le projet au préalable, engager des dépenses en immobilisations relatives au projet supérieures à 10 % du coût immobilisé total prévisionnel du projet d'immobilisations.

**107(2)** Pour l'application du paragraphe (1), la Société présente une demande d'approbation à la Commission.

**107(9)** La Commission approuve le projet d'immobilisations visé par la demande d'approbation présentée en vertu du présent article si elle est convaincue de sa prudence.

**107(11)** Pour fonder la décision qu'elle prend en vertu du paragraphe (9) ou (10), la Commission tient 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;
- g) de tout autre facteur qu'elle estime pertinent.

- [72] La Commission doit d'abord examiner le sens donné au terme « prudence » au paragraphe 107(9). Dans le contexte de la *Loi*, la référence à la prudence est unique. Ce terme n'est utilisé qu'aux articles 107 et 108, qui concernent tous deux l'approbation de projets d'immobilisations. Cette *Loi* ne précise toutefois pas le sens qu'elle donne au terme « prudence ».
- [73] La façon dont le terme « prudence » doit être appliqué par la Commission dans la présente demande a été débattue au cours de l'audience. La Commission a entendu diverses interprétations de la façon dont cet article devrait être appliqué.
- [74] La Commission est liée par la *Loi*, y compris les alinéas 107(11) a) à g). Ceux-ci informent la Commission au sujet des politiques existantes, des investissements futurs et des plans prospectifs. La règle générale en ce qui a trait à l'interprétation des lois est qu'il faut interpréter les mots dans leur contexte global et selon leur sens ordinaire, en harmonie avec l'objet de la loi et l'intention du législateur.
- [75] Un facteur primordial est le rôle de la Commission de prendre des décisions dans l'intérêt public. L'article 131 de la *Loi* dispose que toute décision de la Commission est assujettie aux modalités ou conditions « ... qu'elle estime nécessaires dans l'intérêt public ».

[76] Un projet est jugé prudent s'il tient compte des résultats à court et à long terme. Les avantages démontrés pour les contribuables doivent l'emporter sur les coûts prévus que ces derniers devront assumer. Ces bénéfices peuvent être à la fois chiffrables et non chiffrables. La Commission doit exercer son pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est prudent, en utilisant les facteurs énoncés au paragraphe 107(11) et le dossier spécifique de preuve présenté.

[77] Ayant examiné le sens du terme « prudence » tel qu'utilisé au paragraphe 107(9) de la *Loi*, les arguments des parties seront examinés ci-après, suivis des conclusions de la Commission.

## **5. Présentations générales**

[78] Énergie NB a fait valoir que la Commission devrait tenir compte des coûts et des bénéfices connus et chiffrables du projet d'immobilisations d'IMA, ainsi que des bénéfices non chiffrables attribuables au projet. Elle a souligné que la Commission ne devrait pas fonder sa décision uniquement sur les questions économiques et que toute difficulté à chiffrer un bénéfice ne devrait pas empêcher la Commission de le considérer.

[79] Énergie NB a déclaré qu'elle doit évoluer pour répondre aux besoins futurs de ses clients pour faire des choix de consommation d'électricité. Dans sa présentation, elle souligne que la modernisation du réseau est nécessaire et inévitable, et que le risque de mettre en place l'IMA trop tard l'emporte sur le risque de commencer trop tôt.

[80] Le Dr Richard et Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (EGNB) se sont opposés à la mise en place de l'IMA, mais pour des motifs différents. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, la Commission a examiné les préoccupations soulevées par le Dr Richard pour des motifs de santé et de sécurité. EGNB a, quant à elle, suggéré que d'autres initiatives de délestage des charges éviteraient le besoin d'une IMA, mais elle n'a fourni aucune preuve ou analyse à l'appui. EGNB a également fait valoir qu'il est possible d'appliquer des tarifs pour atténuer la demande de pointe saisonnière sans recourir à une IMA.

[81] M. Gerald Bourque a signalé qu'Énergie NB devrait mettre de l'ordre dans ses finances avant de se lancer dans des dépenses d'IMA. Toutefois, il estimait que les compteurs intelligents étaient « [Traduction] la voie de l'avenir ».

- [82] M. Chris Rouse, s'exprimant au nom de New Clear Free Solutions (NCFS), s'était également opposé à l'introduction d'une IMA, car il a soutenu qu'on n'a pas pris en compte les pertes de revenus attribuables aux réductions d'énergie du réseau.
- [83] Maître Christopher Stewart, avocat de JDI, a dit que la Commission devrait rejeter la demande d'IMA, mais sans préjudice de toute demande ultérieure. Selon lui, Énergie NB n'a pas fourni suffisamment de preuve coûts-bénéfices pour démontrer la prudence à l'égard du projet.
- [84] Maître Stoll a appuyé la demande d'IMA. Il a fait valoir qu'Énergie NB devrait adopter une structure tarifaire fondée sur le temps une fois l'installation terminée.
- [85] Maîtres Stewart et Stoll ont souligné qu'Énergie NB n'a pas fourni de témoignages d'experts pour valider la justification de l'investissement. Dans ce contexte, il a été proposé que la Commission accorde un poids approprié à la preuve et aux témoignages d'Énergie NB.
- [86] L'intervenante publique a soutenu que la Commission ne devrait pas approuver le projet. Selon elle, la preuve présentée pour démontrer une grande partie des bénéfices invoqués n'est pas fiable.

## **6. Conclusions de la Commission – IMA**

- [87] La question fondamentale pour la détermination de la Commission en ce qui a trait à l'IMA présentée dans le cadre de la demande d'Énergie NB est à savoir si celle-ci est convaincue de la prudence du projet d'immobilisations.
- [88] La prépondérance de la preuve et des présentations amène la Commission à considérer l'IMA comme une étape évolutive vers la modernisation du réseau au Canada et ailleurs. La plupart des intervenants ont exprimé un soutien qualifié pour l'IMA, mais pas en ce moment.
- [89] Les coûts et bénéfices chiffrables du projet sont des considérations importantes dans l'analyse de la Commission. Comme il a été proposé à l'origine, le projet avait une VAN négative. Au cours de l'audience, Énergie NB a présenté des éléments de preuve supplémentaires afin de modifier son évaluation comparative sociale initiale et en

ajoutant des bénéfices tarifaires fondés sur le temps. Selon ces éléments de preuve, Énergie NB a fait valoir que la VAN du projet était positive.

- [90] En prenant compte de ces éléments de preuve supplémentaires examinés plus haut, la Commission a estimé que la VAN du projet aurait une plus grande valeur négative que la valeur négative de 1,3 million de dollars indiquée par l'entreprise de service public dans sa justification d'investissement initiale. La Commission conclut que les bénéfices du RED d'Énergie NB devraient être réduits. De plus, la Commission rejette l'inclusion des coûts éludés de production de l'actuel RED comme étant un bénéfice. Par conséquent, la Commission conclut que les coûts du projet d'investissement d'IMA dépassent les bénéfices.
- [91] La Commission a examiné la preuve et les présentations des parties ainsi que les facteurs énoncés au paragraphe 107(11) de la *Loi*, notamment les objectifs de maintenir des tarifs bas et stables et atteindre l'objectif de la structure financière.
- [92] Compte tenu de toutes ces considérations, la Commission n'est pas convaincue de la prudence du projet d'immobilisations de l'IMA. Par conséquent, le projet n'est pas dans l'intérêt public. La constatation du fait qu'aucune analyse de rentabilité positive n'ait été établie comme preuve est la principale raison pour laquelle la Commission est arrivée à cette conclusion. Les avantages démontrés pour les contribuables doivent l'emporter sur les coûts prévus que ces derniers devront assumer.
- [93] La demande en vertu de l'article 107 de la *Loi* n'est pas approuvée. Cette décision n'exclut pas une future demande d'Énergie NB.

## **7. Incidence sur les besoins en revenus – IMA**

- [94] Après avoir rejeté le projet d'IMA, la Commission doit déterminer l'incidence sur les besoins en revenus au cours de l'exercice de référence. Pour quantifier l'incidence, elle a choisi d'utiliser le scénario modeste d'un délai d'un an. Cette approche ne sous-entend pas qu'elle a différé l'approbation du projet d'un an.
- [95] Énergie NB a fourni, en réponse à une demande de renseignements, des éléments de preuve qui résument l'incidence d'un délai d'un an dans la mise en œuvre d'une IMA sur ses besoins en revenus. Compte tenu de cette preuve, la Commission réduit les besoins en revenus de 100 000 dollars, tel qu'il est détaillé ci-dessous.

<b>Réduction des besoins en revenus – IMA*</b>	
Exploitation, entretien et administration	(2,0 \$)
Dépréciation et amortissement	3,1 \$
Rajustements nets des soldes de reports réglementaires	(1,0 \$)
<b>Réduction nette</b>	<b>0,1 \$</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars.

## **C. Plan Éconergie NB**

### **1. Aperçu d'Éconergie NB**

- [96] Éconergie NB comprend trois initiatives interdépendantes : Bonnes habitudes, Réseau efficace et Solutions intelligentes.
- [97] La composante Bonnes habitudes s'inscrit dans la continuité des programmes de GDD d'Énergie NB, qui visent à aider les clients à réduire et/ou à modifier leur consommation d'énergie. Elle comprend des programmes tels que les programmes d'isolation de la maison, les remises pour produits écoénergétiques et les thermostats programmables.
- [98] La composante Réseau efficace vise à moderniser le réseau, dont un élément clé est le projet d'IMA. Elle vise à jeter les fondements pour permettre à Énergie NB d'offrir une gamme d'avantages, dont bon nombre ont été examinés dans la partie de cette décision qui traite d'IMA.
- [99] La composante Solutions intelligentes offre de nouveaux produits et services aux clients pour les aider à gérer la consommation d'énergie et à déplacer la charge. Elle a également pour objet de fournir à Énergie NB de nouvelles sources de revenus diversifiées afin d'atténuer les répercussions de la réduction de la croissance de la charge.
- [100] Énergie NB décrit Éconergie NB comme une « partie essentielle » de son Plan intégré des ressources (PIR), qui précise ceci : « Une partie importante du processus de planification intégrée des ressources consiste à reconnaître que la conservation, l'efficacité énergétique et la gestion de la charge...pourraient constituer des solutions de rechange à faible coût à la construction de nouvelles centrales électriques ».

[101] On s'attend à ce que les avantages nets d'Éconergie NB atteignent 1,1 milliard de dollars (VAN) au cours de la période de planification du PIR de 25 ans, ce qui représente un ratio avantages-coûts de 1,85. Ces avantages ont été établis en fonction de réductions de capacité et d'énergie de 59 MW et 215 GWh d'ici 2019-2020, pour atteindre 621 MW et 2 301 GWh d'ici 2040-2041.

[102] Éconergie NB vise également à soutenir le plan stratégique d'Énergie NB pour 2011-2040 et, en particulier, l'un de ses trois objectifs stratégiques : « Investir dans la technologie, éduquer les clients et inciter la consommation qui va réduire et déplacer la demande d'électricité et finalement différer les investissements des générations futures ».

[103] Il y a cinq indicateurs de rendement clés qu'Éconergie NB vise à atteindre :

- (a) réduction de l'énergie à l'intérieur de la province;
- (b) réduction de la demande des périodes de pointe annuelles;
- (c) revenu net de produits et de services;
- (d) réduction du contrôle de la tension;
- (e) économies d'exploitation sur le cycle « du compteur à l'encaissements ».

[104] Le budget de l'exercice de référence pour Éconergie NB est de 40,5 millions de dollars pour les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et de 49,5 millions de dollars en dépenses en capital. Éconergie NB prévoit mettre à jour continuellement les coûts et les avantages afin de continuer à évaluer la viabilité du plan lorsque les conditions changent.

### **1. Considérations en vertu de la *Loi sur l'électricité***

[105] Le paragraphe 103(8) de la *Loi* est particulièrement pertinent pour l'évaluation d'Éconergie NB par la Commission. Il énonce en partie ce qui suit :

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

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

[106] La *Loi* énonce également les responsabilités et les pouvoirs d'Énergie NB en matière d'efficacité énergétique, de conservation énergétique et de gestion de la demande.

L'article 117.1 dispose de ceci :

**117.1** La Société a pour mandat de faire ce qui suit :

a) promouvoir l'utilisation efficace et la conservation de l'énergie dans la province;

b) concevoir des programmes et des initiatives relatifs à l'efficacité énergétique, à la conservation énergétique et à la gestion de la demande et en assurer la prestation;

c) concevoir pour le compte de la province, des programmes et des initiatives relatifs à l'efficacité énergétique, à la conservation énergétique et à la gestion de la demande qui visent les propriétaires résidentiels à faible revenu et en assurer la prestation, à la condition que les coûts soient supportés par la province;

d) concevoir des programmes et des initiatives relatifs à l'efficacité énergétique, à la conservation énergétique et à la gestion de la demande pour des tierces parties et leurs clients et en assurer la prestation, à la condition que les coûts soient supportés par ces tierces parties;

e) promouvoir la croissance du secteur des services en efficacité énergétique;

f) agir comme chef de file dans la promotion de l'efficacité énergétique, de la conservation énergétique et de la gestion de la demande dans la province;

g) sensibiliser les consommateurs d'énergie à la consommation énergétique;

h) mettre en œuvre des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique.



## **2. Conclusions de la Commission – Éconergie NB**

### **a. Tests de rentabilité**

- [107] Il existe plusieurs tests de rentabilité qui répondent aux normes de l'industrie qui peuvent être utilisés pour évaluer les plans de GDD. Dans le cadre de chacun de ces tests, un ratio d'au moins 1,0 indique qu'un programme ou qu'un portefeuille de programmes a des retombées positives. Autrement dit, les bénéfices d'un programme donné sont égaux ou supérieurs aux coûts. Les différences observées entre les tests de rentabilité varient en fonction de ce qui est considéré comme étant un bénéfice ou un coût.
- [108] Énergie NB se sert du test de coût du point de vue de l'administrateur de programme (TCAP) à titre de test de contrôle principal, en fonction du portefeuille. Ce test permet de comparer les bénéfices du point de vue du service public (p. ex. coûts de carburant évités) aux investissements du service public, y compris les coûts d'administration du programme et les incitatifs offerts aux clients.
- [109] Énergie NB utilise également le test du coût pour les participants (TCP) à des fins informatives. Ce test fournit une indication de l'efficacité du programme du point de vue des clients et des participants, en ce qui concerne les économies réalisées sur leurs factures, par rapport aux coûts du participant et des incitatifs versés.
- [110] D'autres méthodes standard permettant d'évaluer l'efficacité incluent notamment le test d'incidence de la tarification (TIT) et le test du coût total en ressources (TCTR).
- [111] Le TIT permet de mesurer l'impact des programmes de GDD sur les tarifs du service public. Les coûts englobent à la fois les coûts du programme et les revenus réduits associés à une baisse des ventes d'énergie. Les bénéfices sont les coûts éludés du service public. NCFS soutient que ce test est fondé sur un point de vue autre que celui des participants et ne tient pas compte des bénéfices retirés par les participants au programme. M. Rouse affirme que ce test devrait être utilisé comme test de rentabilité principal.
- [112] Le TCTR permet de mesurer les bénéfices nets du programme dans son ensemble. Les coûts comprennent les coûts du service public et les coûts du participant, auxquels on a fait référence lors de la présentation de la preuve comme étant le « TCTR – espèces ». Une version élargie du test comprend les coûts non liés à l'énergie et les coûts pour la

société, comme les impacts environnementaux, auxquels on a fait référence comme étant le « TCTR – société ».

- [113] Dans son témoignage, M. Woolf appuie l'utilisation du TCAP par Énergie NB, en précisant « [Traduction] ... qu'il s'agit du meilleur test permettant de calculer la rentabilité au Nouveau-Brunswick ».
- [114] M. Robert Knecht, témoin expert pour l'intervenante publique, a été reconnu comme étant un expert en économie réglementaire et en tarification. Il soutient également que le TCAP est approprié si le but de l'évaluation du programme est de minimiser les coûts du service public. Toutefois, si le but est de minimiser à la fois les coûts du service public et les coûts du participant, le TCTR – espèces serait plus approprié. Selon M. Knecht, ce test tient compte de tous les coûts et bénéfices de chaque programme. Il reconnaît que le choix du test, soit le TCAP ou le TCTR, se résume à opter soit pour la diminution des coûts du service public, soit pour la diminution des coûts totaux.
- [115] Dans son argument de clôture, l'intervenante publique souligne que le choix d'un test de rentabilité approprié dépend de l'objectif principal de la Commission dans le cadre de la supervision du plan de GDD d'Énergie NB pour les années 2018-2019 à 2020-2021 (plan de GDD), dans le contexte des facteurs énoncés dans la *Loi*.
- [116] La Commission reconnaît que chacun des tests décrits ci-dessus a des avantages et des désavantages, et que le choix du test principal doit tenir compte des objectifs de la politique de l'utilisateur. Selon la Commission, le TAP fournit une analyse économique de base des bénéfices nets des programmes de GDD de l'entreprise de service public.
- [117] Par conséquent, la Commission accepte que le TCAP constitue la norme d'évaluation la plus appropriée pour Éconergie NB. Ce test sera toutefois appliqué en fonction du programme plutôt que du portefeuille ou du secteur. Tout programme individuel qui n'obtient pas un score d'au moins 1,0, calculé en fonction des coûts et des bénéfices de l'exercice de référence, sera considéré comme n'étant pas rentable. La Commission croit que cette approche convient aux circonstances financières actuelles d'Énergie NB.
- [118] La Commission continuera d'exercer son pouvoir discrétionnaire pour évaluer le principe de prudence de tout programme de GDD, indépendamment des résultats du TCAP. La Commission conclut que les autres tests de rentabilité susmentionnés (TCP, TIT et

TCTR) sont pratiques, particulièrement en ce qui concerne les analyses à long terme réalisées dans le cadre du PIR. En outre, ces tests fournissent d'autres mesures permettant de calculer les impacts des programmes, dont se servira la Commission dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire.

## b. Bonnes habitudes

[119] L'initiative Bonnes habitudes porte principalement sur la GDD et vise à aider les clients à réduire et/ou à modifier leur consommation d'énergie.

[120] Elle comprend 12 programmes et quelques activités permettantes, indiquées ci-dessous, ainsi que le budget des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'exercice de référence pour chacun d'entre eux.

	<b>Programme</b>	<b>2018-2019 Budgétisé*</b>
1.	Rabais sur produits éconergétiques	1,9
2.	Installation directe du Programme éconergétique d'isolation des maisons	3,3
3.	Rapport d'énergie à domicile	2,3
4.	Économies énergétiques pour les propriétaires à faible revenu	4,0
5.	Nouvelles constructions résidentielles	1,2
6.	Réaction à la demande résidentielle	0,8
7.	Amélioration énergétique des immeubles commerciaux	1,9
8.	Éclairage pour les petites entreprises	1,9
9.	Nouvelles constructions commerciales	0
10.	Services industriel de petite et moyenne puissance	0,4
11.	Service de grande puissance	3,1
12.	Réaction à la demande commerciale et de grande puissance	0,8
13.	Permettant	1,6
14.	<b>Total – Bonnes habitudes</b>	<b>23,2</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars. Les montants ne correspondent pas au total en raison de l'arrondissement.

[121] Énergie NB a présenté les résultats du TCAP pour chacun de ces programmes, à la fois en fonction du secteur (résidentiel par rapport à commercial et industriel) et du

portefeuille complet. Les résultats obtenus dans le cadre du TCAP pour les programmes de l'initiative Bonnes habitudes sont les suivants : 1,6 (résidentiel); 2,5 (commercial et industriel); et 2,0 (portefeuille).

[122] Toutefois, lorsqu'ils sont évalués en fonction du programme, quatre programmes obtiennent un résultat inférieur à 1,0 dans le cadre du TCAP. Il s'agit du rapport d'énergie à domicile, du programme économies énergétiques pour les propriétaires à faible revenu, du programme de réaction à la demande résidentielle et du programme de réaction à la demande commerciale et de grande puissance. Ces programmes sont présentés ci-dessous, de même que les activités permettantes.

#### **i. Rapport d'énergie à domicile**

[123] Le programme de Rapport d'énergie à domicile du plan de GDD vise à fournir des rapports de consommation d'énergie aux foyers et à leur permettre de comparer leur consommation d'énergie à d'autres foyers similaires. Le plan de GDD indique que le montant des bénéficiaires s'élève présentement à 6,1 millions de dollars, comparativement aux coûts de 6,6 millions de dollars. Le ratio du TCAP est donc de 0,9, ce qui est jugé inefficace par la Commission. Le budget de l'année de référence pour ce programme est de 2,3 millions de dollars, comparativement à 1,7 million de dollars pour l'année 2017-2018, si le nombre de foyers visés par le programme devait augmenter de 125 000 à 170 000.

[124] La Commission croit que l'expansion du programme n'est pas justifiée à ce stade. Pour cette raison, la Commission n'accordera que 1,7 million de dollars au budget des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'exercice de référence, une diminution de 0,6 million par rapport au budget proposé. La Commission autorisera la poursuite du programme actuel de Rapport d'énergie à domicile pour l'exercice de référence afin de permettre à Énergie NB de réévaluer ou d'améliorer ce programme.

#### **ii. Programme économies énergétiques pour les propriétaires à faible revenu**

[125] En vertu de paragraphe 117.1c) de la *Loi*, Énergie NB « a pour mandat de » :

c) concevoir pour le compte de la province, des programmes et des initiatives relatifs à l'efficacité énergétique, à la conservation énergétique et à la gestion de la demande qui visent les propriétaires résidentiels à faible revenu et en assurer la prestation, à la condition que les coûts soient supportés par la province;

- [126] Jusqu'à l'année dernière, le programme économies énergétiques pour les propriétaires à faible revenu était entièrement financé par le ministère du Développement social et était offert à 220 participants chaque année. En partie à cause du nombre de demandeurs sur la liste d'attente, Énergie NB a prévu 2 millions de dollars de ses propres fonds au programme en 2018-2019, en supplément du financement de 2 millions de dollars affecté par la province. Ces financements permettraient à 560 participants de bénéficier du programme.
- [127] La Commission doit déterminer si la *Loi* empêche Énergie NB d'accorder du financement pour les contribuables en vue d'améliorer les programmes de GDD pour les clients à faible revenu qui sont subventionnés par la province.
- [128] Énergie NB a affirmé qu'il n'existait aucune interdiction de la sorte. Maître John Furey, avocat d'Énergie NB, a souligné que, bien que l'article 117.1 porte sur tous les types de carburants, le financement propre d'Énergie NB est consacré uniquement aux clients du secteur de l'électricité et ne subventionne donc pas les clients non électriques.
- [129] M. Stoll a exprimé son désaccord. Dans sa présentation, il précise que le paragraphe 117.1c) restreint la capacité d'Énergie NB à affecter ses propres fonds. Il a indiqué que la *Loi* était « [Traduction] ... une reconnaissance directe du fait que les programmes à faible revenu sont mieux financés à l'extérieur des besoins en revenus d'Énergie NB ».
- [130] Le paragraphe 117.1c) de la *Loi* inclut la phrase suivante : « ... à la condition que les coûts soient supportés par la province ». La Commission conclut qu'Énergie NB doit assurer l'élaboration et la prestation de tels programmes au nom de la province, mais sous réserve que la province finance de tels programmes, ce qui empêche Énergie NB de subventionner les programmes de GDD pour les clients à faible revenu.
- [131] Par conséquent, la Commission ne peut autoriser le financement proposé de 2 millions de dollars par Énergie NB pour l'exercice de référence, car cela ne doit relever que du gouvernement.

### **iii. Programmes de réaction à la demande résidentielle et commerciale et de grande puissance**

- [132] Conformément au plan de GDD d'Énergie NB, les programmes de réaction à la demande résidentielle et commerciale et de grande puissance ont pour but de tirer profit d'anciens

projets pilotes techniques destinés à tester les technologies et les mesures de réponse à la demande. L'élaboration des projets pilotes et des programmes devrait concorder avec la mise en œuvre du Réseau efficace et permettre l'utilisation d'une IMA et d'une infrastructure de gestion des charges intégrée.

- [133] Les résultats du TCAP pour chacun des programmes projettent des bénéfices de 0,8 million de dollars par rapport à des coûts de 3,7 millions de dollars, pour des ratios de 0,2. Le rapport de Synapse indiquait qu'Énergie NB n'avait pas encore fourni tous les détails de son programme de réaction à la demande, ce qui comprend les types d'incitatifs, les critères d'admissibilité et les lignes directrices. Bien que certains renseignements sur la portée et la stratégie de commercialisation aient été fournis en ce qui a trait au pré-lancement du programme commercial et de grande puissance, aucun n'était disponible dans le cas du programme résidentiel.
- [134] Pour ces raisons, la Commission juge que les preuves présentées ne permettent pas de conclure que les programmes sont efficaces. Par conséquent, la Commission rejette les montants budgétisés de 0,8 million de dollars (pour un total de 1,6 million de dollars) alloués aux programmes de réactions à la demande résidentielle et à la demande commerciale et de grande puissance.

#### **iv. Activités permettantes**

- [135] Dans le cadre de son plan triennal de GDD, Énergie NB a alloué un montant de 5,7 millions de dollars concernant les activités permettantes. Cette somme couvre la planification et la conception pour le portefeuille de programmes de GDD, l'évaluation, la mesure et la vérification des programmes et des activités axées sur le marché tel que la sensibilisation aux programmes. Le budget de l'exercice de référence est de 1,6 million de dollars.
- [136] Le volet de planification et de conception comprend l'évaluation des possibilités d'économies grâce à la GDD, l'élaboration de programmes et de politiques et les activités de réglementation. Ces activités comprennent la réalisation d'une étude du potentiel de GDD (étude du potentiel) en 2018-2019 qui permettra d'évaluer les possibilités de GDD réalisables. Énergie NB prévoit avoir terminé cette étude avant la fin de l'année 2018. La partie du budget de l'exercice de référence des activités permettantes qui est allouée à la planification s'élève à 0,9 million de dollars.

- [137] M. Woolf recommande qu'Énergie NB termine l'étude du potentiel comme prévu, ce qui permettra à l'entreprise de service public de continuer à explorer les possibilités en matière de GDD.
- [138] Le volet d'évaluation, de mesure et de vérification des activités permettantes porte principalement sur les évaluations des impacts et des processus; la majorité d'entre elles sont réalisées par un évaluateur tiers en vue d'assurer la transparence et l'indépendance. Le budget de l'exercice de référence pour l'évaluation, la mesure et la vérification est de 0,4 million de dollars.
- [139] La Commission croit que certains éléments des stratégies permettantes doivent se poursuivre au cours de l'exercice de référence, y compris particulièrement l'étude du potentiel. En outre, les processus d'évaluation, de mesure et de vérification sont constamment exigés pour évaluer l'incidence nette des programmes de GDD. Par conséquent, la Commission approuve ces coûts, qui s'élèvent à 1,3 million de dollars.
- [140] Cependant, la Commission croit que les activités axées sur le marché devraient être reportées jusqu'à ce que l'étude du potentiel soit terminée et ait été évaluée par la Commission. Le montant restant de 0,3 million de dollars est donc retiré du budget de l'exercice de référence.

#### **v. Bonnes habitudes – résumé**

- [141] La Commission approuve le budget révisé de 18,7 millions de dollars pour les programmes de l'initiative Bonnes habitudes. Les montants budgétisés pour tous les éléments du programme que propose Énergie NB sont approuvés tels quels, à l'exception des montants révisés suivants :
- a) Rapport d'énergie à domicile : 1,7 million de dollars;
  - b) Programme économies énergétiques pour les propriétaires à faible revenu : 2,0 millions de dollars (supportés par la province);
  - c) Réactions à la demande résidentielle et à la demande commerciale et de grande puissance : 0 million de dollars;
  - d) Activités permettantes : 1,3 million de dollars.

### c. Réseau efficace

- [142] L'initiative Réseau efficace vise à moderniser les réseaux dans le cadre de la transformation du système d'Énergie NB en vue de correspondre aux attentes et aux exigences futures. Elle comporte de nouvelles technologies, y compris les travaux d'ingénierie et de conception, les changements au processus interne et les capacités commerciales améliorées requises pour la mise en œuvre et l'optimisation des technologies.
- [143] Cette initiative comprend sept programmes, qui sont présentés ci-dessous, à côté du budget des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2018-2019.

	<b>Programme</b>	<b>2018-2019 Budgétisé*</b>
1.	Administration générale, main-d'œuvre, BGP	2,7
2.	Service à la clientèle intelligente	3,0
3.	Exploitation du réseau intelligent	1,2
4.	Organisation intelligente	0,6
5.	Gestion de portefeuille de produits intelligents	0,4
6.	Énergie intelligente	0,1
7.	Actifs et gestion du travail intelligents	0
8.	<b>Total – Réseau efficace</b>	<b>8,0</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars.

- [144] La Commission a examiné ci-dessus l'incidence sur les besoins en revenus de sa décision de rejeter la demande de projet d'immobilisations IMA, y compris les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, en fonction de la preuve fournie par Énergie NB. La Commission accepte ces éléments de preuve. Les éléments des impacts sur les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration sont associés à certains des programmes du Réseau efficace susmentionnés. La Commission approuve le montant prévu au budget, sous réserve des incidences liées à la décision de la Commission à l'égard d'IMA.

### d. Solutions intelligentes

- [145] L'initiative Solutions intelligentes cible les nouveaux produits et services offerts aux clients pour les aider à gérer leur consommation d'énergie.



[146] Énergie NB a budgétisé 9,3 millions de dollars en dépenses d’exploitation, d’entretien et d’administration pour six programmes dans le but d’élargir son portefeuille actuel de produits et de services. Ceux-ci sont décrits ci-dessous.

	<b>Programme</b>	<b>2018-2019 Budgétisé*</b>
1.	Frais généraux	3,0
2.	Solaire et stockage	3,0
3.	Bornes de recharge pour véhicules électriques	1,3
4.	Sécurité et résilience	0,9
5.	Maisons intelligentes	0,8
6.	Techniques pilotes de réaction à la demande	0,4
7.	<b>Total – Solutions intelligentes</b>	<b>9,3</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars. Les montants ne correspondent pas au total en raison de l’arrondissement.

[147] La Commission a des préoccupations quant à trois des programmes ci-dessus. Ceux-ci sont abordés ci-dessous.

#### **i. Solaire et stockage**

[148] Dans le rapport de mai 2017 de Dunsky Energy Consulting, présenté par Énergie NB, il était recommandé que l’entreprise de service public investisse dans l’énergie solaire par l’entremise d’un programme de location de produits associée à l’énergie solaire en vue de compenser les pertes enregistrées dans les ventes d’énergie. Cependant, ce rapport ne tenait pas compte des risques potentiels associés à cette occasion d’affaires.

[149] Cette année, Énergie NB entend mener des recherches sur les clients afin de déterminer leur niveau d’intérêt envers les produits et les services d’énergie solaire. Les résultats de ces recherches permettront à Énergie NB d’élaborer un plan d’affaires pour ce programme. Au moment de l’audience, un plan d’affaires était en cours d’élaboration.

[150] La preuve fournie par Énergie NB, basée sur ses recherches et le petit nombre de clients ayant participé à son programme de mesurage net, permet de conclure que le marché des technologies solaires photovoltaïques n’en est qu’à ses débuts au Nouveau-Brunswick. Compte tenu des pressions financières auxquelles fait face l’entreprise de service public et du caractère émergent du marché photovoltaïque, la Commission refuse d’inclure le

montant de 2 millions de dollars, réduisant ainsi le budget approuvé à 1 million de dollars.

## **ii. Bornes de recharge pour véhicules électriques**

- [151] Énergie NB a créé un réseau de bornes de recharge pour permettre aux conducteurs de véhicules électriques de se déplacer un peu partout dans la province. À l'heure actuelle, le réseau compte environ 77 bornes de recharge de niveau 2, dont 38 sont la propriété d'Énergie NB. Le réseau compte également 11 bornes de recharge publiques de niveau 3, dont 10 sont la propriété d'Énergie NB. Il prévoit agrandir ce réseau en ajoutant 15 bornes le long des principales autoroutes du Nouveau-Brunswick.
- [152] Le marché des voitures électriques en est à ses débuts au Nouveau-Brunswick. La mise en place de ces bornes exige un important investissement préalable. Les bornes de recharge pour véhicules électriques ne font pas partie des activités fondamentales d'Énergie NB et sont déjà fournies par le secteur privé, sans investissement provenant des contribuables.
- [153] Sans analyse de rentabilité convaincante, Énergie NB ne devrait pas élargir ce programme. Par conséquent, la Commission rejette le montant budgétisé de 1,3 million de dollars.

## **iii. Maisons intelligentes**

- [154] Énergie NB entend offrir à ses clients un forfait basé sur les revenus, qui comprend la location de passerelles Wi-Fi, de thermostats, d'interrupteurs de lampes et de moniteurs de la consommation du chauffe-eau. L'entreprise de service public a présenté un plan commercial de haut niveau dans le cadre du programme Maisons intelligentes, sans avoir toutefois analysé l'exposition aux risques. Il passe actuellement en revue leur modèle opérationnel pour ce programme.
- [155] On s'attendait à ce que le programme soit lancé en octobre 2017. Lors de l'instance, les témoignages ont confirmé que le programme n'avait pas commencé. Étant donné que la Commission est préoccupée par les retards dans la mise en œuvre, elle refuse d'inclure le montant budgétisé de 0,8 million pour ce programme.

#### iv. Solutions intelligentes – résumé

[156] La Commission approuve le budget révisé de 5,2 millions de dollars pour les programmes de l'initiative Solutions intelligentes. Les montants budgétisés pour tous les éléments du programme que propose Énergie NB sont approuvés tels quels, à l'exception des montants révisés suivants :

- a) Solaire et stockage : 1,0 million de dollars;
- b) Bornes de recharge pour véhicules électriques : 0 million de dollars;
- c) Maisons intelligentes : 0 million de dollars.

### 3. Incidence sur les besoins en revenus – Éconergie NB

[157] Le tableau ci-dessous résume les diminutions des besoins en revenus qui découlent des conclusions de la Commission en ce qui concerne Éconergie NB :

<b>Diminutions des besoins en revenus pour Éconergie NB*</b>	
<b>Bonnes habitudes :</b>	
Rapport d'énergie à domicile	0,6
Programme économies énergétiques pour les propriétaires à faible revenu	2,0
Programmes de réactions à la demande résidentielle et à la demande commerciale et de grande puissance	1,6
Permettant	0,3
<b>Solutions intelligentes :</b>	
Solaire et stockage	2,0
Bornes de recharge pour véhicules électriques	1,3
Maisons intelligentes	0,8
<b>Diminutions totales :</b>	
<b>Éconergie NB</b>	<b>8,6</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars.

### D. Demande de tarification générale

[158] Le paragraphe 103(2) de la *Loi* dispose qu'Énergie NB doit présenter annuellement une demande auprès de la Commission afin de faire approuver les barèmes des tarifs qu'elle

propose. De telles demandes doivent comporter les prévisions des charges et de ses revenus pour l'exercice de référence, ses besoins en revenus et les barèmes des tarifs qu'elle propose.

[159] La Commission approuvera les tarifs demandés, si elle est convaincue qu'ils sont justes et raisonnables, sinon elle fixe ceux qu'elle juge justes et raisonnables. Au moment d'approuver ou de fixer des tarifs justes et raisonnables, la Commission rend sa décision en fonction des besoins en revenus en tenant compte des éléments énoncés aux paragraphes 103(7) et 103(8) de la *Loi*.

### **1. Prévisions des charges**

[160] Les prévisions des charges sont à la base des recettes prévues d'Énergie NB. En général, les prévisions sont fondées sur les charges passées et les tendances à l'aide des données tirées de sondages effectués auprès des clients et des principales hypothèses concernant les facteurs économiques, démographiques et technologiques ainsi que d'autres facteurs ayant une incidence sur l'utilisation d'énergie électrique.

[161] De nouvelles prévisions des charges sont habituellement réalisées chaque année. Dans la présente instance, la preuve d'Énergie NB était composée d'une mise à jour sur les prévisions de charge pour les années 2018-2019 à 2026-2027. Selon cette preuve, « [Traduction]... une mise à jour partielle des prévisions de charge a été complétée afin d'aligner les prévisions ». Il était expliqué qu'en raison du calendrier du PIR de 2017, il fallait réaliser une nouvelle prévision des charges avant le cycle budgétaire habituel. Ainsi, les données historiques sur lesquelles les prévisions reposent en majeure partie n'incluent pas celles de la dernière année. Dans son témoignage, Énergie NB a caractérisé cette situation d'« atypique ».

[162] En raison de ce timing, Énergie NB n'a effectué que d'importantes mises à jour concernant la GDD et le programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie (PAERGI) dans le cadre de la mise à jour des prévisions des charges.

[163] Utilities Municipal ont exprimé des préoccupations vis-à-vis de cette approche. En effet, ils soutiennent que cet écart par rapport au processus typique a entraîné un degré d'incertitude plus élevé que la normale en ce qui concerne les prévisions d'Énergie NB.

- [164] L'énergie électrique nécessaire pour répondre à la charge de la province pour l'exercice 2018-2019 est estimée à 14 104 GWh, ce qui est légèrement en deçà de la prévision pour 2017-2018. La demande de pointe annuelle maximale pour une heure était estimée à 3 060 MW, une diminution par rapport à l'exercice 2017-2018.
- [165] Alors que la Commission reconnaît ses lacunes, les prévisions des charges sont acceptées telles qu'elles ont été présentées. Dans le cadre des prochaines demandes de tarification générale, la Commission exige qu'Énergie NB présente des prévisions des charges complètes et exhaustives fondées sur les données les plus récentes disponibles. Ces renseignements doivent inclure les données des années durant lesquelles Énergie NB prépare son Plan intégré des ressources.
- [166] Dans sa décision concernant l'instance 336, la Commission a demandé à Énergie NB de fournir une mise à jour des progrès réalisés en ce qui a trait aux modèles de prévision à court terme. Une vérification des méthodes de prévision précédente a révélé que les modèles à court terme pourraient permettre des prédictions plus précises que les modèles s'appuyant sur un long passé.
- [167] Dans le cadre de la présente instance, la preuve d'Énergie NB a fourni une mise à jour, qui comprenait un plan de travail visant à déterminer si les méthodes de prévision des charges à court terme sont justifiées. Dans un tel cas, les recommandations seront intégrées aux prévisions des charges de 2019-2029 dans le cadre de la demande de tarification générale de 2019-2020.
- [168] La Commission demande à Énergie NB de fournir un rapport sur la mise en œuvre de méthodes de prévision à court terme dans le cadre de la prochaine demande de tarification générale.

## **2. Traitement comptable du montant du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau**

- [169] Selon ce qui figure dans le résumé des procédures, Énergie NB a présenté d'autres éléments de preuve concernant le règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau. Ce résumé décrit les changements apportés aux besoins en revenus par rapport à la présentation initiale en fonction du traitement comptable proposé du montant du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau.

- [170] Des preuves d'expert relatives au traitement comptable du montant du règlement ont été fournies par Énergie NB, l'intervenante publique et la Commission. Tous les experts s'entendaient sur le fait que les méthodologies de répartition utilisées par Énergie NB étaient raisonnables et appropriées. M. Andrew Logan, expert mandaté par la Commission, a affirmé que les contribuables d'Énergie NB bénéficieront de la totalité des sommes du règlement au cours de la durée de vie utile de la centrale nucléaire de Point Lepreau, dont une partie sera remise immédiatement. Dans leurs témoignages, les autres experts ont exprimé leur accord avec cette affirmation.
- [171] La Commission approuve le traitement comptable du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau, comme l'a proposé Énergie NB. Plus particulièrement :
- a) Les sommes liées à la réclamation pour dommage matériel seront comptabilisées comme étant une réduction des coûts capitalisés à l'origine aux immobilisations corporelles;
  - b) Les sommes liées au retard de démarrage seront comptabilisées comme étant une réduction des coûts capitalisés à l'origine au compte d'actif différé réglementaire de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Maritime Electric Company Limited a financé 4,72 % des coûts liés à la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Par conséquent, 4,72 % du montant du règlement associé aux coûts liés à la remise à neuf seront comptabilisés comme étant payables à Maritime Electric Company Limited;
  - c) Les sommes associées aux coûts découlant du dépôt de la réclamation seront comptabilisées comme étant des revenus divers dans la période donnée.

### **3. Besoins en revenus**

- [172] La preuve d'Énergie NB se fonde sur les besoins en revenus révisés s'élevant à 1 698,4 millions de dollars. Le tableau ci-dessous résume les besoins en revenus initiaux et révisés, de même que les besoins en revenus autorisés par la Commission dans la demande de tarification générale de 2017-2018.

	Élément	2017-2018 Autorisé*	2018-2019 Budgétisé*	2018-2019 Budgétisé révisé*
1.	Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité	634,8	597,1	597,1
2.	Exploitation, entretien et administration	468,4	499,1	498,4
3.	Dépréciation et amortissement**	250,6	274,4	
4.	Taxes	44,3	45,1	45,1
5.	Coûts de financement et autres revenus**	220,9	216,0	
6.	Rajustements nets des soldes de reports réglementaires**	11,4	11,3	
7.	Gains nets**	90,6	62,3	
8.	<b>Total des besoins en revenus</b>	<b>1 720,9</b>	<b>1 705,5</b>	<b>1 698,4</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars. Il se peut que les montants ne correspondent pas au total en raison de l'arrondissement.

\*\*Les éléments 3, 5, 6 et 7 sont tenus confidentiels, conformément à la décision orale prise par la Commission le 4 avril.

[173] Personne n'a contesté les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité et les taxes. Chacun de ces éléments était appuyé par des preuves. La Commission conclut que ces éléments sont raisonnables et sont approuvés, tels qu'ils ont été présentés.

[174] Tel qu'indiqué précédemment, les éléments révisés 5 (coûts de financement et autres revenus) et 7 (gains nets) dans le tableau des besoins en revenus ci-dessus sont restés confidentiels à la suite du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau. Si ces montants venaient à être divulgués publiquement, la confidentialité du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau serait compromise. La Commission a pris soigneusement en considération les renseignements confidentiels et les montants proposés pour les coûts de financement et autres revenus et les gains nets. La Commission est convaincue que les montants proposés sont raisonnables et elle les approuve.

- [175] De même, la Commission a pris soigneusement en considération les renseignements confidentiels liés aux éléments révisés 3 (dépréciation et amortissement) et 6 (rajustements nets des soldes de reports réglementaires).
- [176] Dans la première partie de cette décision, la Commission a déterminé les impacts de ses décisions relativement à la demande d'IMA. Dépréciation et amortissement ont été réduites de 3,1 millions de dollars, alors que les rajustements nets des soldes de reports réglementaires ont été augmentés de 1,0 million de dollars. Sauf en ce qui concerne ces changements, aucun autre changement n'est apporté.
- [177] Les contestations concernaient principalement les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration.

**a. Exploitation, entretien et administration**

- [178] Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration englobent plusieurs divisions d'Énergie NB, y compris les centrales, les infrastructures de distribution et de transport et les services d'entreprise. Elles englobent également les initiatives d'Éconergie NB. Le budget initial des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration a été révisé à 498,4 millions de dollars, ce qui tient compte des frais juridiques réduits à la suite du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau.
- [179] Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté au cours des dernières années. Par exemple, si on les compare aux dépenses liées à la production d'énergie, les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration sont passées de 25,45 \$/MWh en 2015-2016 à 32,78 \$/MWh, d'après le budget de 2018-2019 présenté initialement. Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration réelles ou estimées ont dépassé les coûts approuvés ou budgétisés pour les exercices 2016-2017 et 2017-2018.
- [180] Énergie NB a expliqué que les écarts étaient attribuables à une hausse des dépenses associées aux services d'entreprise (dans la catégorie de coûts liés aux services de fournisseurs), à Éconergie NB, aux nouveaux mandats législatifs, aux nouvelles exigences réglementaires ainsi qu'à la décision visant à améliorer le rendement de la centrale nucléaire de Point Lepreau.



- [181] Utilities Municipal ont reconnu les défis financiers uniques et considérables auxquels est confrontée Énergie NB. Selon eux, il est primordial d'améliorer la discipline budgétaire. JDI a observé que les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté continuellement au cours des dernières années et que les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration réelles sont souvent supérieures aux coûts budgétisés ou approuvés par la Commission. D'autres intervenants ont également exprimé des préoccupations similaires.
- [182] Selon M. Woolf, il est impératif que l'entreprise de service public réduise les coûts ou inverse la tendance de la hausse des coûts. En raison de la croissance limitée des ventes à l'intérieur et à l'extérieur de la province et des exigences en matière de gaz à effet de serre à venir, M. Woolf croit qu'il est essentiel de diminuer les coûts et d'améliorer la productivité en vue d'offrir des tarifs bas et de réduire la dette.
- [183] La Commission partage ces préoccupations. Énergie NB doit trouver des moyens de contrôler ses coûts afin d'améliorer cette tendance.
- [184] Dans la première partie de cette décision, la Commission a déterminé les impacts de ses décisions sur les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux besoins en revenus de l'exercice de référence relativement à la demande d'IMA et au Plan Éconergie NB. Il a été déterminé qu'il s'agissait d'une réduction nette de 6,6 millions de dollars d'après une réduction de 8,6 millions de dollars du budget d'Éconergie NB, compensée par une augmentation de 2,0 millions de dollars liée à l'IMA. Sauf en ce qui concerne ces changements, aucun autre changement n'est apporté.

#### **b. Résumé des besoins en revenus approuvés**

- [185] Le tableau ci-dessous résume les diminutions des besoins en revenus qui découlent des conclusions de la Commission en ce qui concerne l'IMA, Éconergie NB et l'examen des besoins en revenus.

	Élément	2018-2019 Budgétisé révisé*	Diminutions des besoins en revenus*	2018-2019 Budgétisé approuvé*
1.	Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité	597,1	0	597,1
2.	Exploitation, entretien et administration	498,4	6,6	491,8
	a) Liées à l'IMA : (2,0)			
	b) Liées à Éconergie NB : 8,6			
3.	Dépréciation et amortissement		3,1	
4.	Taxes	45,1	0	45,1
5.	Coûts de financement et autres revenus		0	
6.	Rajustements nets des soldes de reports réglementaires		(1,0)	
7.	Gains nets		0	
8.	<b>Total des besoins en revenus</b>	<b>1 698,4</b>	<b>8,7</b>	<b>1 689,7</b>

\*Tous les montants sont exprimés en millions de dollars.

## E. Autres enjeux

### 1. Étude sur la répartition des coûts par catégorie

[186] Dans sa demande, Énergie NB a proposé huit changements à sa méthodologie de l'étude sur la répartition des coûts par catégorie (ERCC), découlant de la décision de la Commission concernant l'instance 336 et des séances d'information des intervenants. Ces changements concernent les aspects suivants :

- a) Traiter les coûts et les revenus du PAERGI afin d'inclure les charges du PAERGI aux facteurs d'allocation de l'énergie et de demande et d'inclure les revenus du PAERGI aux calculs de revenus-coûts;
- b) Traiter l'entente d'achat d'énergie conclue avec la Ville d'Edmundston de la même manière que tout autre achat d'énergie renouvelable;

- c) Modifier la méthodologie en définissant l'écart de la valeur de pointe concordante comme étant la plus élevée des trois valeurs de pointe concordantes mensuelles;
- d) Affecter les intérêts et les revenus nets en fonction d'une base tarifaire qui tient compte des grands comptes différés plutôt qu'en fonction des installations nettes uniquement;
- e) Imputer les impôts fonciers des installations directement aux catégories d'actifs appropriées plutôt qu'aux installations nettes;
- f) Imputer les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution aux catégories de tension primaires et secondaires proportionnellement aux installations imputées;
- g) Appuyer la classification des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution sur la classification moyenne des installations;
- h) Définir la classification des dépenses de dépréciation des poteaux et des conducteurs, car le traitement des contributions de l'entreprise de service public à l'appui de la construction ne concordait pas entre les coûts des installations et les coûts liés à l'amortissement.

[187] Elenchus a été engagée par Énergie NB pour apporter chacun des changements de méthodologie ci-dessus au modèle d'ERCC. Dans chacun des cas ci-dessus, Elenchus a recommandé l'adoption des modifications. Énergie NB a déposé le modèle d'ERCC recommandé, auquel les changements avaient été apportés.

[188] De plus, Elenchus a examiné deux améliorations proposées par des intervenants relativement à la répartition des coûts de programme d'efficacité énergétique. Ni Elenchus ni Énergie NB n'ont appuyé ces améliorations.

[189] La première amélioration, auparavant proposée par Utilities Municipal, consistait à éliminer toute répartition des coûts d'efficacité énergétique à la catégorie des grossistes. La Commission conclut que les programmes d'efficacité énergétique représentent un

avantage pour le réseau dans son ensemble, et que de tels coûts devraient être partagés entre toutes les catégories de tarification.

- [190] La deuxième amélioration, proposée par M. Knecht dans le cadre de l'instance de l'exercice précédent, visait à réduire à zéro les coûts d'efficacité énergétique considérés comme étant liés au système. Cette question est abordée ci-dessous.
- [191] L'intervenante publique a soulevé quatre questions concernant le modèle recommandé.
- [192] Tout d'abord, M. Knecht s'est opposé au traitement de répartition des comptes différés réglementaires. Selon lui, étant donné qu'Énergie NB a confirmé que les comptes différés réglementaires augmentaient les besoins en financement par actions, les comptes différés devraient être traités comme n'importe quels autres actifs qui exigent un financement par emprunt et un financement par actions.
- [193] M. Jonathan Dobson, directeur de la gestion du risque et de la trésorerie d'Énergie NB, affirme qu'Énergie NB suppose que les comptes différés réglementaires sont financés grâce à un emprunt à long terme et ne devraient être assujettis qu'à des frais d'intérêt.
- [194] La Commission exprime son accord avec le témoignage de M. Dobson et conclut que le compte différé est financé grâce à un emprunt. Il est donc approprié d'imposer des frais d'intérêts selon ce principe.
- [195] La deuxième question liée aux coûts d'efficacité énergétique a été soulevée par M. Knecht dans le cadre de l'instance 336; il s'agit de la deuxième amélioration examinée par Elenchus. M. Knecht croit que les coûts d'efficacité énergétique ne devraient pas être considérés comme étant des coûts liés au système ni être affectés aux catégories qui bénéficient des programmes. La Commission conclut que l'efficacité énergétique est un avantage pour le système et accepte cet aspect du traitement des coûts d'efficacité énergétique par Énergie NB.
- [196] Troisièmement, M. Knecht soutient que les programmes d'efficacité énergétique semblent inclure des coûts liés aux programmes pour les clients à faible revenu, et que les revenus versés par la province pour ces programmes devraient être considérés comme étant une compensation à de tels coûts.

- [197] La Commission convient que les revenus versés par la province pour les programmes pour les clients à faible revenu ne sont pas répartis de manière appropriée. La Commission conclut que la répartition des revenus à la catégorie résidentielle uniquement est la répartition la plus appropriée. Par conséquent, Énergie NB est tenue d'apporter un rajustement au modèle d'ERCC.
- [198] Enfin, M. Knecht soutient l'idée visant le retrait de certains services axés sur le marché du modèle de répartition des coûts, plus précisément les réverbères et les chauffe-eau. Il en est ainsi parce que la location de tels services est assujettie à la tarification axée sur le marché plutôt qu'à la tarification axée sur les coûts. Énergie NB affirme qu'elle est en train de revoir son approche concernant de tels services axés sur le marché. La Commission se penchera sur cette question au moment opportun.
- [199] La Commission accepte le modèle d'ERCC recommandé par Énergie NB, moyennant les modifications relatives aux revenus provenant du programme pour les clients à faible revenu. La Commission enjoint à Énergie NB d'apporter ces changements au modèle dans la prochaine demande de tarification générale.

## **2. Règle de la ligne de démarcation très nette**

- [200] Dans une décision rendue en 2006, la Commission a adopté une fourchette raisonnable pour les ratios revenus/coûts variant entre 0,95 et 1,05. À cette époque, il n'y avait aucune directive concernant les règles d'arrondissement qui devraient être appliquées. Par conséquent, Énergie NB a demandé des précisions relativement à cette question, ce qui a été qualifié de « règle de la ligne de démarcation très nette ».
- [201] La Commission exige que les ratios revenus/coûts soient arrondis à la deuxième décimale dans le cadre de la présente instance, puis à la troisième décimale à partir de la demande de tarification générale de 2019-2020.

## **3. Tarifs pour les réverbères et les services de consommation non mesurée**

- [202] Durant la session publique, la Commission a eu vent des préoccupations de l'Union des municipalités du Nouveau-Brunswick concernant les hausses de tarifs proposées pour les réverbères et les services de consommation non mesurée. Un problème bien précis était le ratio revenus/coûts des réverbères par rapport à la fourchette raisonnable. Selon elle, ce

service est facturé en trop aux municipalités, et elle demande que les tarifs soient gelés jusqu'à ce que cette question soit réglée.

- [203] La Commission n'acceptera pas la requête visant à geler les tarifs. Cependant, la Commission ordonne que les questions relatives à de tels services soient abordées lors de l'audience sur la conception tarifaire.

#### **4. Conception tarifaire – instance 357**

- [204] Dans une décision orale rendue le 21 septembre 2017 dans le cadre de l'instance 357, la Commission exigeait que l'audience sur la conception tarifaire se déroule en même temps que la présentation de la demande de tarification générale de 2019-2020. À l'occasion de cette procédure, la Commission a entendu les arguments de quelques intervenants, à savoir si l'instance 357 devrait ou non être entendue en même temps que la prochaine demande de tarification générale.

- [205] Étant donné que les intervenants qui participent à l'instance 357 ne sont pas les mêmes que ceux qui participent à cette audience, la Commission conclut qu'il serait inéquitable, sur le plan procédural, de déterminer si l'ordonnance devrait être modifiée ou non à ce stade. La Commission fournira d'autres directives concernant la manière dont cette instance sera traitée.

#### **5. Étude sur les coûts marginaux**

- [206] EGNB a présenté un rapport préparé par M. Ralph Zarumba, vice-président de Concentric Energy Advisors. Il a été reconnu comme étant un expert en économie et en politique en ce qui concerne les services publics réglementés. Il a présenté des éléments de preuve relatifs aux programmes d'efficacité énergétique et à l'étude sur les coûts marginaux.
- [207] M. Zarumba a affirmé que bon nombre d'enjeux auxquels est confrontée Énergie NB relativement à la conception tarifaire et à l'efficacité énergétique ne peuvent être adressées adéquatement sans une meilleure compréhension des coûts marginaux de l'entreprise de service public. Il recommande que la Commission ordonne la réalisation d'une étude visant à examiner les coûts marginaux durant les différentes saisons et les différents moments de la journée. Il propose que cette étude soit terminée avant la tenue de l'audience sur la conception tarifaire.

[208] La Commission conclut que la nature, les avantages et le caractère prioritaire d'une étude sur les coûts marginaux seraient abordés de manière plus appropriée dans le cadre du processus de conception tarifaire de l'instance 357.

## **6. Plan intégré des ressources**

[209] Le PIR est un plan à long terme conçu pour aider Énergie NB à élaborer une stratégie en vue de répondre aux futurs besoins en énergie de ses clients. Grâce à un logiciel de modélisation, ce plan permet de trouver la meilleure combinaison d'options d'approvisionnement en énergie classique et en énergie de remplacement, y compris les options de GDD.

[210] M. Rouse affirme que le PIR présente des défauts, car il ne tient pas compte du scénario prévoyant près de 100 % d'énergie renouvelable, financé en partie par la taxe sur le carbone. Il soutient que l'entreprise de service public devrait inclure un tel scénario dans la prochaine version du plan, et que le scénario devrait comprendre une sensibilité avec une « très faible » efficacité énergétique.

[211] Énergie NB s'oppose à ces affirmations, et déclare qu'un tel scénario minimiserait les avantages associés à la combinaison production/efficacité la moins coûteuse. L'entreprise de service public a indiqué qu'il serait difficile de mettre au point un tel scénario et que ce dernier ne serait pas très utile.

[212] Compte tenu des contraintes financières d'Énergie NB et des limites du parc de production existant, la Commission conclut que le scénario proposé par NCFS n'est pas réalisable et ne lui serait d'aucune utilité.

## **7. Centrale nucléaire de Point Lepreau**

[213] Durant l'audience, le personnel de la Commission a posé des questions relatives à la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui concernaient plus particulièrement l'état de la centrale et les investissements futurs.

[214] M. Michael Hare, chef adjoint de l'exploitation nucléaire d'Énergie NB, a témoigné que diverses initiatives ont été mises en place pour s'assurer que la centrale nucléaire de Point Lepreau soit conforme aux normes de l'industrie. M. Perry Cheeks, directeur des services commerciaux, division de l'énergie nucléaire, a affirmé que l'entreprise de service public

dépensera 432 millions de dollars sur des projets d'immobilisation au cours des cinq prochaines années.

- [215] Même si Énergie NB a justifié le besoin d'investir dans la centrale nucléaire de Point Lepreau, ces coûts sont considérables. La Commission continuera de surveiller et d'examiner ces coûts de près dans le cadre des prochaines demandes de tarification.

## **F. Approbation des tarifs**


- [216] Énergie NB propose une augmentation moyenne des tarifs de 1,5 %, qui tient compte de l'incidence du règlement avec la centrale nucléaire de Point Lepreau. Afin de continuer à s'assurer que les catégories de tarifs conservent un ratio revenus/coûts variant entre 0,95 et 1,05, l'entreprise de service public propose des augmentations différentielles d'environ 1,64 % pour toutes les catégories, à l'exception des catégories Réverbères et les Services de consommation non mesurée (1,5 %), et la catégorie Général I (0,68 %).
- [217] Comme il est indiqué ci-dessus, la Commission rejette le montant de 8,7 millions de dollars affecté aux besoins en revenus de l'exercice de référence. On a engagé une discussion sur l'adoption d'autres approches pour le traitement des déductions non permises. L'une d'entre elles visait à appliquer des réductions en vue d'augmenter les gains nets plutôt que de diminuer l'augmentation moyenne des tarifs.
- [218] La Commission conclut que, dans le cadre de cette instance, il est préférable de demeurer en accord avec l'approche réglementaire standard de la Commission, qui consiste à refuser certaines déductions en vue de diminuer l'augmentation moyenne des tarifs demandée.
- [219] On a également discuté de l'utilisation des tarifs différentiels. M. Knecht a recommandé qu'une augmentation du tarif différentiel soit appliquée à la catégorie Général I. Il a précisé qu'une telle augmentation concorderait avec celle approuvée par la Commission dans le cadre de l'instance 336. Lors de cette instance, la Commission a approuvé l'objectif d'Énergie NB visant à déplacer la catégorie Général I dans la fourchette raisonnable.
- [220] M<sup>me</sup> Paula Zarnett, vice-présidente de BDR North America Inc., a été reconnue comme étant une experte en réglementation des services publics, plus précisément en ce qui a




trait à la répartition des coûts, à la conception tarifaire et aux modalités tarifaires. Elle a témoigné à titre de témoin pour Utilities Municipal. M<sup>me</sup> Zarnett a affirmé que les augmentations différentielles ne sont pas appropriées à ce stade-ci et que la Commission devrait approuver une augmentation tarifaire uniforme à l'échelle de toutes les catégories de tarification. Selon elle, il y a trop de questions non résolues concernant notamment la conception tarifaire, les études de répartition des catégories de clients et les changements potentiels aux critères relatifs aux catégories de clients qui doivent être réglés avant toute chose.

- [221] La Commission reconnaît les défis présentés par M<sup>me</sup> Zarnett. Il est fort probable que la résolution des questions susmentionnées ait une incidence sur la mesure dans laquelle les tarifs différentiels permettront d'atteindre les objectifs en matière de ratio revenus/coûts. Nonobstant ces préoccupations, la Commission approuvera les tarifs différentiels dans le cadre de cette instance.
- [222] En raison des changements susmentionnés, Énergie NB est enjointe de fournir à la Commission, aux fins d'examen, ses calculs liés aux augmentations tarifaires révisées au niveau du taux moyen et du taux différentiel pour toutes les catégories de clients, ainsi qu'une version révisée de ses barèmes des tarifs.
- [223] Sous réserve d'un examen et de la validation des renseignements fournis par Énergie NB, la Commission approuvera les barèmes des tarifs et fixera la date d'entrée en vigueur de ces tarifs.

Fait à Saint John, Nouveau-Brunswick, ce 20<sup>e</sup> jour de juillet 2018.

  
François Beaulieu  
Vice-président

  
Michael Costello  
Membre

  
Patrick Ervin  
Membre