



## DÉCISION

**EN L'AFFAIRE CONCERNANT** une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation des barèmes des tarifs pour l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> avril 2019.

(Instance n° 430)

Le 16 juillet 2019

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

**EN L'AFFAIRE CONCERNANT** une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation des barèmes des tarifs pour l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> avril 2019.

(Instance n° 430)

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

Président : Raymond Gorman, c.r.

Vice-président : François Beaulieu

Membres : Michael Costello

Patrick Ervin

John Patrick Herron

Conseillère juridique : Ellen Desmond, c.r.

Greffière en chef : Kathleen Mitchell

**DEMANDERESSE :**

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick : John Furey

**INTERVENANTS :**

Gerald Bourque :

per se

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick :

Jeffery Callaghan

J.D. Irving, Limited :

Christopher Stewart

Dr. Roger Richard :

per se

Utilities Municipal :

Scott Stoll

**INTERVENANTE PUBLIQUE :**

Heather Black

## **A. Introduction**

- [1] Le 8 janvier 2019, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB ou l'entreprise de service public) a présenté une demande (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 ses services pour l'exercice financier débutant le 1<sup>er</sup> avril 2019 (exercice de référence).
- [2] Énergie NB demandait une augmentation tarifaire moyenne de 2,50 %, selon des besoins en revenus de 1 740,4 millions de dollars, et proposait des augmentations tarifaires différentielles parmi différentes catégories de clients.
- [3] Énergie NB demandait par ailleurs une ordonnance autorisant la création d'un compte de report réglementaire pour ce qui est de certaines dépenses de gestion de la demande (GDD).
- [4] Un avis de cette Demande a été publié sur le site Web de la Commission et dans les quotidiens du Nouveau-Brunswick. Une conférence préalable à l'audience a eu lieu le 6 février 2019, lors de laquelle plusieurs questions liées à la procédure ont été abordées, y compris les dates de l'audience. Le début de l'audience a été fixé au 21 mai.
- [5] De plus, la Commission a prévu des séances en après-midi et en soirée le 9 mai à Fredericton afin de recevoir les commentaires du public en lien avec la Demande. Huit présentations orales ont été offertes pendant les séances publiques et la Commission a reçu un grand nombre d'observations écrites. Des membres du personnel d'Énergie NB étaient présents aux séances publiques, ce qui a donné à l'entreprise de service public l'occasion de répondre lors de l'audience complète.
- [6] Dans une lettre datée du 15 mai, Énergie NB a informé la Commission que, selon une réponse à une demande de renseignements qui avait été fournie à l'intervenante publique, Énergie NB sollicitait à présent des besoins en revenus à 1 742,3 millions de dollars. Les gains nets de l'exercice de référence avaient été révisés, ce qui faisait en sorte que le montant comptabilisé dans les gains nets avait augmenté de 1,9 million de dollars. Aucune des parties n'a exprimé de désaccord avec le montant révisé, mais à l'avenir, si

une modification aussi importante doit être apportée aux besoins en revenus, il faudra procéder en modifiant le dépôt le plus rapidement possible.

- [7] À l'appui de sa Demande, Énergie NB a présenté quatre regroupements de témoins. Deux des témoins ont été déclarés experts. M. Philippe Dunsky, président de Dunsky Energy Consulting, a été déclaré expert en stratégies et règlements en matière de gestion de la demande, tandis que M. John Todd, président d'Elenchus Research Associates Inc., a été déclaré expert en réglementation des services d'électricité et de gaz, plus particulièrement dans les domaines de la répartition des coûts par catégorie et de la conception des tarifs.
- [8] De plus, Énergie NB a présenté la preuve de M. Jamie O'Neil, partenaire de KPMG LLP, qui a été déclaré expert en comptabilité, plus particulièrement en interprétation des principes comptables, y compris les Normes internationales d'information financière. Toutefois, M. O'Neil n'était pas tenu de se présenter à l'audience en personne, puisqu'aucune partie n'avait de questions de contre-interrogatoire à lui poser.
- [9] Un intervenant a présenté des preuves dans cette instance. L'intervenante publique a présenté la preuve de M. Robert Knecht, directeur d'Industrial Economics, Incorporated. Il a été déclaré expert dans les domaines de l'économie réglementaire et de la tarification.

## **B. Cadre législatif**

- [10] En vertu de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7 (Loi), Énergie NB est tenue de déposer une demande auprès de la Commission pour faire approuver ses tarifs qui entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> avril de chaque exercice financier. La demande doit comprendre les prévisions d'Énergie NB relatives à sa charge et à ses revenus, ses besoins en revenus et sa proposition de barèmes des tarifs. Si elle est convaincue que les tarifs sont justes et raisonnables, la Commission les approuvera, ou elle fixera d'autres tarifs qu'elle juge justes et raisonnables.
- [11] Les paragraphes 103(7) et 103(8) stipulent ce qui suit :

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

- a) des dispositions de l'énoncé de politique que prévoit l'article 68;
- b) du plan intégré des ressources le plus récent approuvé ou réputé approuvé par le Conseil exécutif en vertu de l'article 100;
- c) du plan stratégique, financier et d'immobilisations le plus récent qui a été déposé auprès d'elle en vertu de l'article 101;
- d) de toutes exigences légales qui s'imposent à la Société et qui peuvent s'avérer utiles à la demande, y compris, notamment, celles qui sont liées aux plans de gestion de la demande et aux plans d'efficacité énergétique et celles relatives à l'énergie renouvelable;
- e) de toute directive que le Conseil exécutif a donnée en vertu de l'article 69 et qui peut s'avérer utile à la demande;
- f) de toute politique établie par règlement pris en vertu de l'alinéa 142(1)f) et qui peut s'avérer utile à la demande.

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

- a) des politiques comptables et financières de la Société;
- b) des questions liées à la répartition des coûts et à la conception des tarifs;
- c) des frais liés au service à la clientèle;
- d) des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique de la Société;
- e) de tout autre facteur qu'elle juge pertinent.

[12] L'article 68, cité à l'alinéa 103(7)a), stipule ce qui suit :

**68** La politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick vise à ce que :

- a) les tarifs que demande la Société pour les ventes d'électricité dans la province :
  - (i) soient fixés en fonction des coûts annuels prévus pour l'approvisionnement, le transport et la distribution d'électricité,
  - (ii) lui fournissent des recettes suffisantes pour qu'elle puisse obtenir un rendement juste et raisonnable dans le cadre de son

objectif de produire un revenu suffisant pour pouvoir réaliser une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres;

b) les sources et les installations de la Société servant à l’approvisionnement, au transport et à la distribution d’électricité dans la province soient gérées et exploitées d’une manière compatible avec la prestation d’un service fiable, sécuritaire et économiquement durable de telle sorte que :

(i) l’approvisionnement en électricité, son transport et sa distribution soient les plus efficaces,

(ii) les consommateurs de la province jouissent d’un accès équitable à un approvisionnement sûr en électricité,

(iii) les consommateurs de la province reçoivent des services au coût le moins élevé;

c) conformément aux objectifs en matière de politique énoncés aux alinéas a) et b) et dans la mesure du possible, les tarifs de la Société pour les ventes d’électricité dans la province soient maintenus le plus bas possible et que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles d’année en année.

### **C. Enjeux**

[13] Les enjeux pour lesquels la Commission doit prendre une décision seront abordés selon les catégories suivantes :

1. Prévision de charge et Besoins en revenus;
2. Compte de report réglementaire proposé pour les dépenses de GDD;
3. Répartition des coûts;
4. Tarifs différentiels; et
5. Autres enjeux.

## **D. Analyse**

### **1. Prévion de charge et Besoins en revenus**

[14] Énergie NB est tenue par la Loi de demander chaque année l'approbation des barèmes des tarifs qu'elle prévoit demander. La demande doit comprendre les prévisions de l'entreprise de service public en matière de charge et de revenus pour l'exercice de référence, ainsi que ses besoins en revenus et une proposition de barèmes des tarifs. Ces enjeux seront abordés dans les paragraphes qui suivent.

#### **a. Prévion de charge**

[15] Énergie NB a déposé sa prévion de charge pour les besoins des clients de la province pour la période de dix ans s'échelonnant de l'exercice 2019-2020 à l'exercice 2028-2029. La prévion de charge est fondée sur une analyse des charges et des tendances passées, utilisant des données recueillies dans le cadre de sondages auprès de la clientèle et d'évaluations de facteurs économiques, démographiques, technologiques et autres qui ont des répercussions sur la consommation d'énergie électrique.

[16] La charge en énergie prévue dans la province pour l'exercice de référence est de l'ordre de 14 363 gigawattheures, ce qui représente une légère augmentation par rapport à la charge estimée pour l'exercice précédent. La demande annuelle prévue en période de pointe pour l'exercice de référence est de 3 060 mégawatts, ce qui ne représente aucun changement à l'estimation pour 2018-2019.

[17] La prévion de charge se fonde sur plusieurs hypothèses clés. Dans la présente audience, deux questions relatives à la prévion de charge ont fait l'objet d'un contre-interrogatoire.

[18] La première question touche l'historique des températures moyennes de 30 ans utilisé par Énergie NB pour définir la « météo normale » dans sa prévion de charge.

[19] M. Knecht indique dans son rapport que, « [Traduction] Bien qu'une période de 30 ans était la norme de l'industrie, certaines entreprises de service public sont passées à une période plus courte pour mieux refléter les récents changements dans les régimes climatiques. » Son analyse des données de l'entreprise de service public l'a amené à conclure qu'une moyenne sur 20 ans donnerait une prévion plus juste.



- [20] Énergie NB a souligné que la période de 30 ans est utilisée par de nombreuses entreprises de service public, mais elle reconnaît aussi que certaines utilisent une moyenne mobile sur 20 ans.
- [21] Dans son plaidoyer final, Énergie NB s'est engagée à examiner le degré-jour de chauffage moyen sur 30 ans pour déterminer s'il serait plus approprié de se fonder sur une période de 20 ans ou autre. La Commission enjoint Énergie NB de fournir les résultats de l'évaluation dans sa prochaine demande générale de tarifs.
- [22] La deuxième question est liée à la méthodologie utilisée pour prévoir la charge résidentielle mensuelle.
- [23] Dans sa prévision de charge, Énergie NB indique que bien qu'il n'y ait aucun changement dans la prévision des volumes d'énergie annuels, il y a un changement dans la répartition mensuelle de l'énergie. Plutôt que d'utiliser une moyenne mobile sur 10 ans de l'énergie à chaque mois, Énergie NB a choisi d'utiliser une répartition mensuelle fondée sur une régression de trois ans afin de mieux refléter l'évolution des tendances du marché.
- [24] Le changement, en soi, n'était pas controversé. Toutefois, cette nouvelle approche a produit un résultat anormal, augmentant ainsi la part de la charge résidentielle consommée durant les mois d'hiver, donnant lieu à une augmentation des coûts attribués à la catégorie résidentielle. Ce résultat a fait l'objet d'un débat et d'un contre-interrogatoire et sera abordé ci-dessous.
- [25] Sauf pour ce qui est indiqué ci-dessus, la Commission accepte la prévision de charge telle que déposée. Toutefois, pour des raisons énoncées plus loin dans la présente décision, la Commission a des préoccupations quant à l'incidence des changements apportés à la méthodologie de répartition des coûts.

## b. Besoins en revenus

[26] Énergie NB a présenté ses besoins en revenus prévus au budget, qui comprennent ce qui suit :

<b>Composante</b>	<b>Besoins en revenus prévus au budget</b>
(1) Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité	615,3 millions de dollars
(2) Exploitation, entretien et administration	516,5 millions de dollars
(3) Amortissement et déclassement	300,7 millions de dollars
(4) Taxes	47 millions de dollars
(5) Frais de financement et autres bénéfiques	232,6 millions de dollars
(6) Variation nette des soldes réglementaires	(3,7) millions de dollars
(7) Bénéfice net	33,8 millions de dollars
<b>Total des besoins en revenus</b>	<b>1 742,3 millions de dollars</b>

Remarque : Les écarts dans les tableaux financiers sont attribuables à l'arrondissement.

[27] Aucune partie n'a exprimé de désaccord avec les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité, l'amortissement et déclassement, les taxes, les frais de financement et autres bénéfiques, la variation nette des soldes réglementaires et bénéfice net. Chacune de ces composantes était appuyée par des éléments de preuve et la Commission approuve ces composantes des besoins en revenus telles que déposées.

### i. Exploitation, entretien et administration

[28] Plusieurs parties ont remis en question certains aspects des coûts proposés pour l'exploitation, l'entretien et l'administration (EEA), qui s'élèvent à 516,5 millions de dollars, soit une augmentation de 24,8 millions de dollars par rapport aux besoins en revenus approuvés en 2018-2019.

### a) Coûts associés aux tempêtes

- [29] L'année dernière, la Commission a approuvé des coûts associés aux tempêtes de 2,7 millions de dollars. Dans la présente demande, les coûts moyens budgétés pour les tempêtes s'élèvent à 16,8 millions de dollars, soit une augmentation de 14,1 millions de dollars.
- [30] Cette augmentation découle d'un changement dans la façon dont Énergie NB propose de budgéter les coûts prévus associés aux tempêtes. Pour la première fois, Énergie NB a proposé une moyenne mobile des coûts réels sur cinq ans lors du calcul des coûts prévus associés aux tempêtes. Elle soutient que la fréquence des tempêtes a augmenté, ce qui a fait augmenter les coûts de remise en état dans les dernières années. Ainsi, le montant budgété correspond aux coûts moyens associés aux tempêtes encourus pendant la période du 1<sup>er</sup> avril 2013 au 31 mars 2018.
- [31] M. Christopher Stewart, conseiller juridique pour J.D. Irving, Limited, a soutenu qu'une moyenne sur trois ans permettrait d'obtenir un montant budgété plus juste et que cette façon de faire est conforme à la pratique employée dans les autres provinces et territoires.
- [32] M. Knecht a soutenu que, bien qu'une moyenne sur dix ans soit plus stable, la moyenne sur cinq ans pourrait être plus juste, et qu'il serait à l'aise avec l'emploi de l'une ou de l'autre. Il n'a pas recommandé la moyenne sur trois ans, puisqu'elle pourrait être moins stable et moins juste, compte tenu de la forte volatilité des coûts associés aux tempêtes d'une année à l'autre.
- [33] Les coûts associés aux tempêtes sont moins prévisibles depuis quelques années, et les coûts imprévus ont eu des répercussions sur le revenu net d'Énergie NB. Il est important que ces coûts soient budgétés de façon plus juste. En même temps, une moyenne s'étendant sur une période légèrement plus longue, permet la stabilité, ce qui se traduit en une diminution de la volatilité.
- [34] La Commission conclut qu'une moyenne mobile sur cinq ans reflètera à la fois les antécédents de l'expérience passée, tout en assurant un effet de nivellement sur le budget annuel. La Commission approuve cette approche. Chaque année, les coûts prévus associés aux tempêtes seront ajustés pour refléter les plus récents résultats réels.

[35] Des préoccupations ont été exprimées quant à savoir quelles dépenses seraient considérées comme des coûts associés aux tempêtes. Pour répondre à cette préoccupation, Énergie NB doit fournir, dans chaque dépôt relatif aux tarifs, des détails sur ce qui a été comptabilisé parmi les coûts associés aux tempêtes pour veiller à ce que ces coûts soient consignés en toute transparence.

#### **b) Éconergie NB**

[36] Dans le cadre de son plan de GDD, Énergie NB attribue des fonds pour différentes activités habilitantes. Il s'agit notamment de la planification et de la conception du portefeuille de programmes de GDD, de l'évaluation, de la mesure et de la vérification des programmes, et d'activités axées sur le marché, par exemple pour faire connaître les programmes.

[37] Dans l'Instance 375, Énergie NB a expliqué qu'une étude du potentiel de la GDD (étude du potentiel) était en cours, et qu'elle l'aiderait à évaluer les possibilités de GDD pouvant être réalisées et à commercialiser ces programmes. Énergie NB prévoyait que cette étude serait terminée avant la fin de 2018. La Commission a déterminé que, bien que certaines activités habilitantes doivent se poursuivre au cours de l'exercice de référence 2018-2019, les activités axées sur le marketing devraient être reportées jusqu'à ce que l'étude du potentiel soit terminée. Ainsi, un montant de 0,3 million de dollars a été rejeté du budget de l'exercice de référence.

[38] L'étude du potentiel n'est toujours pas terminée. Bien qu'Énergie NB ait budgété 0,3 million de dollars pour des activités de marketing pour l'exercice de référence, la décision de la Commission demeure qu'il ne serait pas raisonnable de dépenser ces fonds avant que l'étude soit terminée. Par conséquent, le montant de 0,3 million de dollars est rejeté.

#### **c) Dépenses de recherche**

[39] Trois projets de recherche se sont avérés particulièrement intéressants pour les intervenants concernant l'EEA.

[40] Le premier projet inclut l'examen de la faisabilité d'une installation de production de fer à Belledune en partenariat avec Maritime Iron. Si elle va de l'avant, la nouvelle

installation de fer pourrait produire un gaz de transformation riche en énergie pouvant servir de carburant de remplacement à la centrale de Belledune. Ce gaz de transformation pourrait éventuellement réduire la consommation de charbon à la centrale électrique et permettre le fonctionnement continu de cette dernière après 2030, soit la date de l'élimination progressive accélérée de la production traditionnelle d'électricité à partir du charbon à l'échelle du Canada.

- [41] Énergie NB a budgété une somme de 250 000 dollars pour les études préliminaires liées à ce projet, mais des coûts supplémentaires pourraient aussi inclure la main-d'œuvre interne et les services extérieurs.
- [42] Le deuxième projet de recherche porte sur les petits réacteurs modulaires. M. Michael Hare, chef adjoint de l'exploitation nucléaire d'Énergie NB, a déclaré qu'à ce jour, les petits réacteurs modulaires n'ont jamais été déployés commercialement. Il a noté qu'un groupe de recherche nucléaire a été créé à Saint John pour déterminer si la technologie actuelle peut être adaptée à une échelle commerciale.
- [43] M. Hare a témoigné qu'Énergie NB n'a pas encore fait d'investissement, mis à part fournir des ressources internes ou un soutien non-financier à ce projet. Bien qu'aucun financement supplémentaire ne soit demandé dans les besoins en revenus, le coût nécessaire estimé pour fournir un tel soutien est d'environ 700 000 dollars au cours de l'exercice de référence, et des soutiens semblables seraient fournis dans le futur.
- [44] Le troisième projet de recherche porte sur un partenariat entre Énergie NB et Joi Scientific, situé en Floride, afin de mettre au point une nouvelle technologie visant à commercialiser un système de production d'hydrogène qui pourrait être utilisé dans la première centrale électrique au monde de ce genre.
- [45] Cette étape de développement fait suite à l'accord de licence initial signé en 2016, selon lequel Énergie NB a le droit d'utiliser la technologie « Hydrogen 2.0 » de Joi Scientific à des fins de développement, de fabrication, d'utilisation et de vente d'hydrogène et de systèmes de production d'hydrogène pour les grandes et petites applications de services publics d'électricité.
- [46] Énergie NB n'a pas budgété de coûts au cours de l'exercice de référence en lien avec cet accord. M. Darren Murphy, chef des Finances et vice-président principal, Services

d'entreprise d'Énergie NB, a témoigné de la possibilité que certains jalons de l'élaboration puissent être réalisés au cours de l'exercice de référence, ce qui exigerait alors des versements supplémentaires de la part d'Énergie NB.

- [47] Pour appuyer tous les projets susmentionnés, M. Murphy a soutenu qu'Énergie NB fait face à des défis importants. L'un des défis est l'éventualité que le coût du carbone puisse croître « [Traduction] pour atteindre 80 à 90 millions de dollars par an sans qu'aucune mesure ne soit prise. » C'est dans ce contexte qu'Énergie NB affirme saisir chaque occasion pour « [Traduction] atténuer et minimiser cette incidence du carbone sur les contribuables du Nouveau-Brunswick. »
- [48] M. Murphy a confirmé qu'aucune politique précise ne détermine le moment où des investissements de cette nature sont autorisés. Il a soutenu que même s'il y avait des « [Traduction] ... politiques très précises et définies entourant les dépenses en capital qui couvrent la majorité des investissements », les investissements stratégiques de cette nature ne sont pas visés par de telles politiques. En l'absence d'une politique précise, M. Murphy a déclaré que les investissements stratégiques en recherche, comme ceux mentionnés ci-dessus, seraient examinés et considérés à l'échelon des cadres supérieurs et du conseil d'administration.
- [49] En ce qui a trait à ces projets, M. Knecht était d'avis qu'il devient problématique de demander aux contribuables de financer de telles recherches lorsqu'il est apparent que la trajectoire proposée des tarifs doit augmenter pour qu'Énergie NB puisse satisfaire à ses obligations légales et atteindre une situation financière saine. Il déclare qu'il n'est pas déraisonnable pour le gouvernement de demander à Énergie NB de contribuer à l'évaluation des technologies en raison du statut d'Énergie NB à titre d'entité gouvernementale dotée d'expertise spécialisée. Toutefois, compte tenu des circonstances auxquelles les contribuables d'Énergie NB font face, il croit que ces coûts devraient être financés par le gouvernement.
- [50] Les coûts totaux associés à ces projets sont inconnus. Beaucoup dépendra si l'une ou l'autre des technologies sera réellement mise au point. Alors que M. Murphy a décrit le « modèle d'établissement de points de contrôle » qui oriente la prise de décisions d'Énergie NB, des incertitudes demeurent quant aux coûts et aux profits potentiels de ces projets. Bien qu'il puisse être nécessaire d'explorer des solutions de rechange, les

investissements doivent équilibrer à la fois la nécessité de ces solutions de rechange et les répercussions sur les contribuables.

- [51] En l'absence d'une politique claire couvrant les investissements stratégiques de cette nature, il est ardu pour la Commission de déterminer si ces projets respectent un seuil minimal de risque acceptable pour les contribuables, particulièrement dans des situations financières difficiles.
- [52] Le seul financement de recherche budgété pour les projets ci-dessus est la somme de 250 000 dollars liée à Maritime Iron. La Commission approuve cette dépense. Cette approbation ne doit pas être interprétée comme permettant les dépenses ultérieures associées à ces projets. Toute dépense liée à des projets de recherche et d'innovation au cours des futurs exercices de référence sera assujettie à l'examen de la Commission.

#### **d) Tendances en matière d'exploitation, d'entretien et d'administration**

- [53] Énergie NB a indiqué, dans ses récents dépôts, que certaines composantes importantes des bénéfices s'inscrivent en dehors du contrôle de la direction et peuvent entraîner des écarts importants entre les besoins en revenus approuvés et les résultats réels. Par exemple, le carburant et l'achat d'électricité est un élément difficile à budgéter avec exactitude et peut faire l'objet d'une forte variabilité chaque année.
- [54] Toutefois, un secteur où Énergie NB peut généralement contrôler les coûts est l'EEA. Lors du contre-interrogatoire, M. Jonathan Dobson, directeur de la gestion du risque et de la trésorerie d'Énergie NB, a confirmé que ces coûts devraient augmenter de plus de 20 pour cent au cours des quatre années se terminant en 2022.
- [55] Chaque année, Énergie NB calcule ses dépenses en EEA par mégawattheure (MWh), ce qui fournit un aperçu de la manière dont ces dépenses sont gérées. En 2017-2018, le coût réel par MWh était de 28,66 dollars. Ce coût devrait augmenter à 31,25 dollars pour 2018-2019 et à 33,39 dollars pour 2019-2020.
- [56] Cette tendance illustre la préoccupation de la Commission quant aux dépenses en EEA croissantes. Bien que des enjeux et des projets particuliers aient une incidence sur le résultat d'une année à l'autre, cette tendance ne peut se poursuivre, compte tenu de la situation financière actuelle d'Énergie NB. Le contrôle des coûts est essentiel si

Énergie NB doit parvenir à atteindre sa cible en matière de capitaux propres et fournir des tarifs reflétant le coût du service le plus bas aux consommateurs de la province.

## **2. Compte de report réglementaire proposé pour les dépenses de GDD**

- [57] Énergie NB sollicite une ordonnance autorisant la création d'un compte de report pour ses dépenses de GDD.
- [58] La GDD vise à reporter ou à éliminer les coûts de carburant et d'achat d'électricité et les coûts liés à la capacité de production future. Par le passé, Énergie NB a comptabilisé les dépenses de GDD au cours de l'exercice courant à titre de dépenses en EEA. L'entreprise de service public soutient qu'il serait désormais approprié de capitaliser et d'amortir les dépenses de GDD en utilisant un compte de report.
- [59] En vertu des Normes internationales d'information financière actuelles, les nouveaux comptes de report réglementaire doivent être approuvés par l'organisme de réglementation. Les dépenses de GDD ne peuvent donc pas être capitalisées sans l'approbation de la Commission.
- [60] Énergie NB a présenté le rapport de Dunskey Energy Consulting, qui offrait trois raisons pour lesquelles la capitalisation des frais de GDD serait appropriée : a) elle harmonise mieux les coûts pour les contribuables aux profits; b) elle permet le nivellement des coûts pour les contribuables alors que les dépenses augmentent; et c) il s'agit d'une pratique courante chez les autres entreprises de service public canadiennes.
- [61] La proposition d'Énergie NB comprend ces points particuliers :
1. Les frais de GDD engagés au cours d'une année commenceraient à être recouvrés au cours de l'année ultérieure, sur une période d'amortissement de 10 ans conformément à la méthode d'amortissement linéaire;
  2. Aucun coût de détention ne sera appliqué au compte de report;
  3. Les dépenses ayant une courte période de bénéfice et certains coûts de marketing et de formation seront comptabilisés chaque année; et



4. Tout financement extérieur des coûts sera déduit des coûts qui seraient autrement reportés.

- [62] Énergie NB a aussi fourni une projection sur 25 ans des dépenses de GDD proposées, précisant les sommes devant être amorties. Par exemple, au cours des dix prochaines années, les dépenses de GDD sont estimées à 327 millions de dollars, alors que les paiements des clients totaliseraient 122 millions de dollars. À la fin de l'année 10, un solde réglementaire de plus de 200 millions de dollars existerait et, d'ici l'année 25, le solde de clôture serait de plus de 293 millions de dollars. Ceci serait comptabilisé par Énergie NB à titre d'actif devant être recouvré des futurs clients. Lors du contre-interrogatoire, M. Dobson a confirmé que ce solde ne tient pas compte des coûts de détention, qui seraient financés au moyen d'un emprunt.
- [63] Dès le début de la preuve écrite de M. Knecht sur cette question, il énonce que le report proposé des dépenses de GDD n'aurait « [Traduction] aucune véritable incidence sur le financement de base de l'entreprise de service public » puisque les décaissements sont les mêmes, sans égard à la comptabilisation. De telles dépenses « [Traduction] doivent être financées par les revenus ou plus d'emprunts. » Il souligne que le report des dépenses de GDD entraînerait toutefois ce qui suit :
- [Traduction] ... l'apparence d'une amélioration de la situation financière de la société, puisque tant les bénéfices que la valeur comptable augmentent, ce qui améliore le ratio des capitaux propres par rapport au capital. Dans la mesure où ce ratio amélioré des capitaux propres par rapport au capital entraîne une réduction des revenus ou une atténuation des augmentations tarifaires, la situation financière de la société s'aggraverait si ce changement est adopté.
- [64] Plus tard dans sa preuve écrite, M. Knecht déclare que même si la justification d'Énergie NB a une importante valeur, il y a quatre raisons pour lesquelles la proposition « [Traduction] ne devrait pas nécessairement » être approuvée.
- [65] Premièrement, il avance que le principe de la correspondance n'est pas un argument particulièrement solide afin de soutenir cette proposition. En raison de leur nature, les programmes de GDD d'Énergie NB ne sont pas conformes au principe de la correspondance, « [Traduction] puisque les profits sont versés (presque entièrement) aux clients participants, alors que les coûts sont (presque entièrement) à la charge des clients non participants. »

- [66] Deuxièmement, les programmes offerts par Énergie NB sont économiquement semblables aux programmes de GDD des États-Unis, où les frais de GDD sont comptabilisés en charges. En raison des similitudes entre la tarification des entreprises de service public au Canada et aux É.-U., il y a au moins un certain précédent crédible en faveur du maintien de la méthode existante.
- [67] Troisièmement, au moins une partie des dépenses pour le programme de GDD est associée à des éléments qui ne seraient habituellement pas capitalisés, comme les ampoules et les plus petits systèmes d'éclairage. Selon lui, il serait illogique de capitaliser de tels coûts engagés dans un programme de GDD, s'ils étaient autrement comptabilisés en charges.
- [68] Finalement, permettre la capitalisation de ces dépenses a l'apparence d'un biais systématique pour le report de la constatation des coûts et le transfert des coûts aux futurs contribuables.
- [69] En conclusion, M. Knecht a déclaré qu'« [Traduction]... aucune démarche n'est clairement supérieure et qu'elles sont toutes deux raisonnables. » Selon lui, il préconisait de manière générale la poursuite de la pratique existante de la comptabilisation en charges, au moins jusqu'à ce qu'un examen plus systématique de l'ensemble des questions relatives à la capitalisation et à l'amortissement puisse être mené.
- [70] La plupart des intervenants ont formulé des commentaires sur le report proposé des frais de GDD et ils n'ont ni entièrement soutenu, et ne se sont ni entièrement opposés à la proposition.
- [71] M. Stewart a déclaré comprendre la proposition, mais être inquiet de son résultat final. Il a soutenu qu'un compte de report a des conséquences éventuelles, soit un endettement important, qui commence ensuite à avoir une incidence sur les capacités de fonctionnement d'une entreprise de service public dans cette province. Il a également soutenu que si la Commission était disposée à accepter la recommandation d'Énergie NB, il était essentiel qu'elle fixe des paramètres très précis entourant le fonctionnement et le progrès du compte de report. Selon lui, « [Traduction] ... accepter une telle proposition aura des conséquences immédiatement pour la prochaine décennie et certainement pour des décennies à venir sur une base annuelle. »

- [72] M. Scott Stoll, conseiller juridique pour Utilities Municipal, a déclaré que ses clients comprenaient les difficultés comptables posées par Énergie NB et que la proposition n'était « [Traduction] pas déraisonnable dans les circonstances. » Ses clients étaient inquiets du fait que les coûts de détention n'étaient pas comptabilisés dans les montants reportés. Il a aussi énoncé que les sommes amorties dépasseraient un montant de plus de 200 millions de dollars pour environ 15 des 25 prochaines années. Selon lui, ces sommes devraient faire l'objet d'un suivi et être comptabilisées dans le compte de report. Il a soutenu que le fait de ne pas avoir de mécanisme de suivi pour les intérêts ou les coûts de détention s'éloignerait davantage du principe de la causalité des coûts et exacerberait les problèmes de ratio revenus/coûts qui ont déjà été rencontrés.
- [73] Dans son plaidoyer final, M<sup>me</sup> Heather Black, l'intervenante publique, a énoncé que les deux méthodes, soit de créer ou non un compte de report pour les dépenses de GDD, peuvent être dans l'intérêt du public. Elle a déclaré que si la Commission approuvait le compte de report, cela pourrait accroître le fardeau pour les futurs contribuables. Elle s'est avérée incapable d'exprimer une préférence puisque, selon elle, cela dépend d'autres éléments de la décision dans la présente instance, et dans des procédures passées et futures.
- [74] Ayant considéré la preuve, la Commission n'est pas convaincue que la création du compte de report réglementaire proposé pour les dépenses de GDD est dans l'intérêt du public, pour les motifs énoncés ci-dessous.
- [75] Comme l'a mis en lumière l'intervenante publique, l'approbation du report pourrait accroître le fardeau pour les futurs contribuables. Dans la présente procédure, il n'y a aucun autre élément qui allégerait ce fardeau.
- [76] Le compte de report proposé, advenant son approbation par la Commission, nécessiterait également l'inclusion de tous les coûts de détention connexes. Ces coûts se regrouperaient au fil du temps et représenteraient un important passif qui serait transféré aux futurs contribuables.
- [77] En l'absence d'autres facteurs qui atténueraient les besoins en revenus annuels d'Énergie NB dans les années à venir, l'accumulation continue des dépenses reportées de GDD et des coûts de détention connexes devrait finir par être recouverte par les tarifs. Bien que le report puisse permettre un certain degré de nivellement tarifaire à court

terme, le recouvrement de tels coûts reportés à long terme exigerait des tarifs supérieurs à ce qu'ils seraient autrement. Comme l'indique M. Dunsky dans son rapport :

[Traduction] Alors que le nivellement tarifaire se produira à court terme, les coûts amortis peuvent s'accumuler au fil du temps, entraînant des coûts nominaux plus élevés pour les contribuables que les dépenses de GDD pour une année donnée.

- [78] Continuer de comptabiliser et de recouvrer les dépenses annuelles de GDD au cours de l'exercice courant, comme cela a été fait dans les années précédentes, serait bien entendu reflété dans les besoins en revenus annuels et, par conséquent, dans les tarifs annuels pour les clients. Ceci se refléterait également dans l'absence d'augmentation du fardeau de la dette.
- [79] Le changement comptable proposé consistant à reporter le recouvrement des coûts de GDD retarderait le recouvrement nécessaire de ces coûts, et comprendrait les coûts de détention qui ne seraient pas autrement engagés. Étant donné la situation financière d'Énergie NB, la Commission ne considère pas que cela soit prudent.
- [80] Le fait que certains organismes de réglementation provinciaux au Canada aient autorisé des comptes de report réglementaires pour les dépenses de GDD n'est pas perçu par la Commission comme étant une raison convaincante. Même si la création de tels comptes pourrait réaliser certains objectifs dans ces territoires de compétence, Énergie NB possède son propre ensemble de circonstances, que la Commission doit envisager.
- [81] Par conséquent, la Commission rejette la proposition visant à établir un compte de report pour les dépenses de GDD.

### **3. Répartition des coûts**

- [82] Énergie NB se sert d'une méthodologie de l'étude sur la répartition des coûts par catégorie (ERCC) intégrée, qui répartit la somme des dépenses liées à la prestation de service parmi les catégories de tarifs et compare les coûts répartis aux recettes générées par chaque catégorie de clients. Le résultat est exprimé à titre de ratio revenus/coûts pour chaque catégorie de tarif et sert de fondement pour les rajustements de tarifs.

[83] La méthodologie actuelle de l'ERCC d'Énergie NB a été approuvée dans l'Instance 271 et modifiée dans les demandes de tarification générale subséquentes. Dans le présent dépôt, Énergie NB a demandé d'apporter deux changements méthodologiques à l'ERCC.

[84] L'un des changements porte sur le report réglementaire proposé pour la GDD. Comme indiqué ci-dessus, la Commission n'approuve pas la création de ce compte de report et, par conséquent, l'ERCC n'exigera pas de modification liée à ce point.

[85] La deuxième modification est liée à une directive qui a été fournie à Énergie NB dans l'Instance 375. À ce moment, la Commission avait examiné les programmes écoénergétiques pour les propriétaires à faible revenu et avait déterminé que les recettes versées par la province du Nouveau-Brunswick pour ces programmes n'étaient pas réparties adéquatement. La Commission a énoncé ce qui suit, au paragraphe 197 de sa décision :

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.

[86] Énergie NB soutient que ce rajustement a été apporté au modèle de l'ERCC et propose maintenant d'affecter tous les coûts associés à ces programmes écoénergétiques pour les propriétaires à faible revenu à la catégorie Usage résidentiel. Cela aurait pour effet de régler l'incohérence entre les coûts et les recettes du programme. La Commission approuve ce rajustement de la méthodologie.

[87] Trois autres questions relatives à l'ERCC seront abordées ci-dessous.

**a. Recettes diverses : Recettes relatives à l'utilisation conjointe de poteaux**

[88] Dans la présente procédure, Énergie NB montre une importante augmentation des recettes relatives à l'utilisation conjointe de poteaux par rapport à l'exercice de référence antérieur. Dans la contre-preuve, M. Todd explique la question comme suit :

[Traduction] Recettes relatives à l'utilisation conjointe (7 049 929 dollars)  
– Énergie NB a conclu un contrat d'usage conjoint avec un tiers. Le contrat

reconnaît les interdépendances entre les deux sociétés et prévoit des avantages économiques maximaux pour les deux sociétés en partageant les actifs. Le contrat se fonde sur le maintien de 57 % de la propriété des poteaux par Énergie NB et de 43 % de la propriété des poteaux par le tiers. La nouvelle norme relative aux produits (IFRS 15) exigerait qu'Énergie NB enregistre des recettes diverses pour ce qui est dû à Énergie NB et une dépense en EEA pour ce qui est dû au tiers. Les deux opérations s'annulent dans les documents comptables d'Énergie NB.

- [89] Dans son examen, M. Knecht a noté que les recettes découlant du contrat d'usage conjoint sont réparties aux catégories de clients proportionnellement aux parts des coûts totaux de l'entreprise de service public de ces dernières. Toutefois, les coûts sont répartis seulement selon les parts des coûts de distribution. Par conséquent, M. Knecht recommande que tant les coûts que les recettes, pour toutes les recettes diverses, soient répartis selon les coûts de distribution.
- [90] M. Todd, lors du contre-interrogatoire, a convenu que la répartition des recettes et des coûts selon ce fondement serait correcte et ne serait pas onéreuse.
- [91] Énergie NB est tenue de répartir les coûts et les recettes de ces services liés aux recettes diverses selon les coûts de distribution totaux.

**b. Recettes basées sur le marché : Chauffe-eau, éclairage des rues et consommation non mesurée**

- [92] Une deuxième question relative à l'ERCC porte sur les recettes basées sur le marché.
- [93] Dans le modèle de l'ERCC, les services pour les chauffe-eau, l'éclairage des rues et la consommation non mesurée sont traités comme une catégorie de tarifs « basée sur le marché ». Actuellement, ces services génèrent des recettes supérieures aux coûts. La question porte sur la façon de traiter ces recettes.
- [94] M. Knecht soutient que les recettes supérieures aux coûts répartis pour les chauffe-eau et l'éclairage des rues devraient être affectées à nouveau à toutes les autres catégories, proportionnellement aux coûts totaux répartis. Il a préparé un tableau récapitulatif démontrant sa méthode de prédilection et sa répercussion sur les coûts totaux répartis.
- [95] Dans la contre-preuve, M. Todd déclare qu'il est préférable de traiter cette question dans le cadre du processus d'établissement des tarifs qui est en cours devant la Commission. Il

croit qu'un certain nombre d'options existent quant au traitement de ces recettes et qu'il est prématuré d'ajuster l'ERCC pour le moment.

- [96] Ayant considéré la preuve de l'intervenante publique et d'Énergie NB, la Commission estime que la répartition de ces recettes excédentaires proportionnellement parmi toutes les autres catégories de tarifs s'avère appropriée. Le processus d'établissement des tarifs peut certainement permettre aux parties d'explorer de nouvelles solutions de rechange, mais jusqu'à ce que l'Instance 357 soit conclue, Énergie NB est tenue d'apporter ce changement.
- [97] La Commission ordonne à Énergie NB de répartir les recettes excédentaires provenant des chauffe-eau, de l'éclairage des rues et de la consommation non mesurée aux autres catégories proportionnellement aux coûts totaux répartis.

### **c. Données sur la charge et recherche relative à la charge**

- [98] La dernière question porte sur les données sur la charge. M. Knecht souligne judicieusement que l'ERCC s'appuie généralement sur deux fondements de base, la méthodologie et les données. Dans ce cas, plusieurs intervenants ont remis en cause les données sur la charge, particulièrement concernant les catégories de tarifs pour la consommation non mesurée ou la distribution.
- [99] Dans son témoignage, M. Todd a convenu que la recherche relative à la charge, utilisée dans l'ERCC pour les catégories de distribution à consommation non mesurée, « [Traduction] commence à être un peu désuète ». Le précédent programme de recherche sur la charge n'a pas été tenu à jour et les données utilisées dans l'ERCC remontent à 2015-2016. Lorsque ces données sont appliquées dans l'ERCC, et en particulier lors de l'utilisation du répartiteur de demande de 3 pointes concordantes (3PC), le résultat est « inhabituel ».
- [100] M. Todd ne préconise pas de changer la méthodologie utilisée dans l'ERCC, mais il déclare que le résultat pourrait indiquer qu'à l'avenir, Énergie NB devrait réaliser davantage de recherches sur la charge ou se pencher de plus près sur les forces motrices derrière les facteurs de la charge de pointe concordante. Il suggère qu'il pourrait être approprié de « [Traduction] redynamiser le programme de recherche sur la charge », ce

qui améliorerait la qualité des données utilisées dans la prévision de charge et la répartition des coûts.

[101] M. Knecht a exprimé de sérieuses préoccupations à l'égard de l'utilisation de ces données « désuètes ». Il résume la question comme suit :

[Traduction] Malheureusement, en ce qui concerne les données qui sous-tendent certains des principaux facteurs de répartition de la société, l'ERCC d'Énergie NB est érigée sur du sable. Toutes les études sur la répartition des coûts s'appuient fortement sur les prévisions de consommation énergétique et les demandes de pointe des catégories. Malheureusement, pour les catégories de tarifs de distribution où le mesurage à intervalles n'est pas disponible, les estimations de la société quant à la demande de pointe ne sont que faiblement appuyées. La méthode de la société pour élaborer les répartiteurs IPC, 3PC et NPC pour les catégories de tension de distribution repose essentiellement sur des travaux de recherche limités sur la charge datant des exercices 2015 et 2016 et sur des facteurs de charge relatifs approximatifs pour les autres catégories de tarifs selon la pratique historique.

[102] Selon M. Knecht, les données désuètes, associées au changement méthodologique de prévision de charge, créent des résultats de l'ERCC anormaux et suggèrent que les coûts sont suraffectés à la catégorie Usage résidentiel. Cela remet en doute la fiabilité des résultats de l'ERCC.

[103] Les données sur la charge pour les catégories de distribution sont désuètes et devraient être rafraîchies. La Commission enjoint Énergie NB de fournir une proposition détaillée sur la façon dont le programme de recherche sur la charge peut être redynamisé dans les meilleurs délais.

#### **4. Tarifs différentiels**

[104] Énergie NB a demandé que la Commission approuve une augmentation tarifaire moyenne de 2,50 % et des augmentations tarifaires différentielles parmi les catégories de tarifs.

[105] En particulier, une augmentation tarifaire moyenne serait appliquée à l'ensemble des catégories, à l'exception de la catégorie résidentielle, qui subirait une augmentation tarifaire de 2,90 %, et les catégories Usage général I, Usage général II et Usage industriel petite puissance recevraient une augmentation tarifaire de 1,70 %. Énergie NB soutient



que les augmentations tarifaires différentielles sont conformes aux récents efforts visant à faire passer toutes les catégories de tarifs dans une fourchette raisonnable de 0,95 à 1,05.

- [106] La Commission convient que de faire passer les catégories de tarifs dans une fourchette raisonnable est un objectif approprié. Au cours des dernières procédures, la Commission a approuvé des taux différentiels, en fonction de l'information et de la preuve présentées à ce moment. Toutefois, dans la présente procédure, une combinaison de facteurs, lorsqu'ils sont considérés ensemble, soulève des doutes quant à la réalisation de cet objectif grâce aux tarifs différentiels.
- [107] Les changements au traitement des recettes diverses et basées sur le marché qui ont été apportés plus tôt dans la présente décision rapprocheraient la catégorie résidentielle de la fourchette raisonnable. On peut alors se demander si cette catégorie de tarif nécessite une augmentation tarifaire supérieure à la moyenne. En raison des données désuètes sur la charge actuellement utilisées, comme il a été mentionné, la Commission manque de confiance envers la précision des ratios revenus/coûts actuellement calculés.
- [108] Finalement, appliquer les tarifs différentiels n'a pas, à ce jour, résolu la question du ratio revenus/coûts. M. Todd comme M. Stephen Russell, conseiller principal, Réglementation et tarifs pour Énergie NB, reconnaissent que plusieurs facteurs ont une incidence sur les ratios revenus/coûts. Tant que ces facteurs continueront d'avoir une incidence, il est peu probable que les augmentations tarifaires différentielles fassent passer les ratios revenus/coûts des catégories au sein d'une fourchette raisonnable.
- [109] Compte tenu de ce qui précède, la Commission n'est pas convaincue qu'ordonner des augmentations tarifaires différentielles dans le cadre de la procédure actuelle permettrait de rapprocher davantage de catégories de clients de la fourchette raisonnable.
- [110] Par conséquent, la Commission conclut que l'approbation d'une augmentation tarifaire uniforme est appropriée pour la présente procédure et entraînera des tarifs justes et raisonnables. Par conséquent, toutes les catégories de clients recevront l'augmentation tarifaire moyenne pour l'exercice de référence.

## **5. Autres enjeux**

### **a. Dépôt tardif**

- [111] Au début de l'audience, puis lors des plaidoyers finaux, la Commission a informé Énergie NB qu'elle était préoccupée du retard dans le dépôt des demandes de tarification annuelles. La présente demande a été déposée en janvier, ce qui n'a pas donné suffisamment de temps pour mener l'ensemble des processus préalables à l'audience et pour que la Commission rende une décision avant le 1<sup>er</sup> avril.
- [112] Dans sa preuve, M. Knecht déclare que les dépôts tardifs ont contribué modestement à la diminution du revenu net de l'entreprise de service public. Il estime que les bénéfices non répartis de clôture seraient près de 20 millions de dollars supérieurs à la clôture de 2019 si les augmentations tarifaires avaient toutes été appliquées avant le 1<sup>er</sup> avril de chaque année. Au cours du présent exercice de référence, en raison du dépôt tardif de la Demande, l'incidence est estimée à près de 7,7 millions de dollars.
- [113] Énergie NB est tenue par la Loi de demander l'approbation de ses barèmes de tarifs pour chaque exercice. Pour allouer suffisamment de temps aux intervenants pour qu'ils examinent la demande et se préparent pour l'audience, la demande annuelle doit être déposée en temps opportun.
- [114] Par conséquent, il est ordonné à Énergie NB de déposer sa demande de tarification annuelle au plus tard le premier mercredi d'octobre, chaque année. Ainsi, la Commission disposerait de suffisamment de temps pour tenir une audience au début du mois de février. Il est prévu que ce calendrier fixe aidera l'ensemble des parties à planifier en vue de la demande de tarification annuelle et permettra l'approbation des tarifs en temps opportun.

### **b. Confidentialité**

- [115] La Commission est également préoccupée par le volume de documents déposés dans la présente procédure à l'égard desquels la confidentialité a été demandée.
- [116] Dans toutes les instances devant la Commission, il est important que le public soit en mesure d'examiner la preuve et l'information déposées. La transparence est essentielle au

processus. Les *Règles de procédure* (Règles) de la Commission donnent des directives sur cette question et les documents ne devraient pas être marqués comme étant confidentiels si dans les faits, il n'y a pas de motif le justifiant.

[117] Dans ce cas, d'énormes quantités d'informations ont été déposées soit comme étant confidentielles ou restreintes, ce qui a limité la capacité du public et de certains intervenants à évaluer la preuve. En outre, le fait de déplacer les documents « confidentiels » dans la nouvelle catégorie « confidentiel restreint » a encore davantage limité l'accès à la preuve.

[118] Bien que les Règles permettent aux parties de contester les demandes de traitement confidentiel, le volume considérable de demandes de traitement confidentiel dans la présente procédure a fait en sorte qu'il a été difficile de le faire en temps opportun. Énergie NB devrait réviser soigneusement les documents pour lesquels elle réclame la confidentialité afin de faire en sorte que toute l'information qui devrait être publique soit versée aux archives publiques.

### **c. Engagements d'Énergie NB**

[119] Comme il a été mentionné précédemment, Énergie NB s'est engagée à examiner le degré-jour de chauffage moyen sur 30 ans pour déterminer s'il serait plus approprié de se fonder sur une période de 20 ans ou autre.

[120] Énergie NB a pris deux engagements supplémentaires dans ses plaidoyers finaux, tous deux liés au Plan intégré des ressources (PIR). Énergie NB est tenue par la Loi de préparer un PIR au moins une fois tous les trois ans et il est prévu que le prochain PIR sera préparé en 2020.

[121] En raison des questions soulevées par les intervenants, Énergie NB s'est engagée, dans le cadre de son analyse de l'approvisionnement et de la consommation, à évaluer la prolongation éventuelle de la durée de vie de la centrale de Bayside jusqu'à 2036. En outre, le PIR examinera et tiendra compte des répercussions de la « [Traduction] loi sur le carbone et/ou le charbon », y compris toute mise à jour existante au moment de la rédaction du PIR.

[122] La Commission enjoint Énergie NB de déposer les résultats de ces examens et évaluations au fur et à mesure qu'ils seront disponibles.

### **E. Approbation des tarifs**

[123] Énergie NB a proposé une augmentation tarifaire moyenne de 2,50 % et des augmentations tarifaires différentielles parmi différentes catégories de tarifs. Comme il a été mentionné plus tôt, la Commission n'approuve pas les augmentations différentielles dans la présente demande.

[124] En tenant compte du rejet des coûts de commercialisation de 0,3 million de dollars, la Commission approuve les besoins en revenus d'un montant de 1 742 millions de dollars.

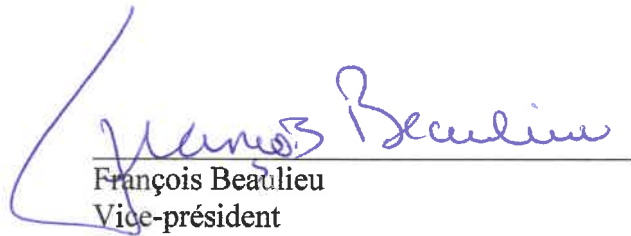
[125] À la suite de ces changements, Énergie NB doit fournir à la Commission, aux fins d'examen, son calcul de l'augmentation tarifaire moyenne révisée pour toutes les catégories de clients de même que ses propositions de barèmes de tarifs révisés.

[126] Sous réserve de son examen et de la validation de l'information fournie par Énergie NB, la Commission approuvera les barèmes de tarifs révisés et fixera la date d'entrée en vigueur des tarifs.

Fait à Saint John, Nouveau-Brunswick, ce 16<sup>e</sup> jour de juillet 2019.



Raymond Gorman, c.r.  
Président



François Beaulieu  
Vice-président



Michael Costello  
Membre



Patrick Ervin  
Membre

## OPINION DISSIDENTE DU MEMBRE HERRON

Je suis d'accord avec la décision majoritaire de la Commission et avec les motifs susmentionnés, à l'exception de ce qui suit.

- Je suis d'avis que la création du compte de report réglementaire proposé pour la GDD est la démarche qui est le plus dans l'intérêt du public et qui représente la meilleure pratique réglementaire au profit tant des contribuables que d'Énergie NB. Mes motifs sont énoncés ci-dessous.

### A. Compte de report réglementaire proposé pour la GDD

- [1] La demande d'Énergie NB de reporter et d'amortir les frais particuliers liés à la gestion de la demande (GDD) par la création d'un compte réglementaire est conforme à la pratique d'autres entreprises de service public canadiennes, afin de mieux harmoniser le recouvrement de ces investissements aux périodes de bénéfice.
- [2] Les programmes de GDD d'Énergie NB comprennent à la fois les dépenses liées à l'efficacité énergétique et à la réponse à la demande qui sont engagées par les entreprises de service public afin de réduire les prix d'achat futurs du carburant et de l'électricité et le report des dépenses futures pour produire de la capacité.
- [3] Puisque la majorité des avantages financiers découlant de tels investissements surviennent dans le futur, il y a un décalage en vertu de la pratique comptable actuelle d'Énergie NB entre le moment où les dépenses sont incluses dans les besoins en revenus et celui où les avantages sont reçus par la société. Énergie NB déclare qu'alors que les dépenses deviennent plus importantes au fil du temps, le décalage temporel entre ces investissements et le moment où les avantages sont reçus continuera de s'élargir au fil du temps.
- [4] Énergie NB a mené un examen pour évaluer si un changement dans les pratiques comptables actuelles s'avère justifié pour ses frais liés à la GDD. L'examen s'est concentré sur l'évaluation des pratiques employées par d'autres entreprises de service public canadiennes et a conclu que ces dernières font des investissements semblables et qu'elles reportent/amortissent pareils coûts grâce à un compte de report réglementaire

afin de mieux harmoniser le recouvrement des dépenses aux périodes de bénéfice des investissements.

- [5] Dans sa demande présentée à la Commission, Énergie NB sollicite que la Commission approuve la création d'un compte de report réglementaire pour des frais particuliers liés à la GDD puisque de tels investissements ne sont pas admissibles en vertu des Normes internationales d'information financière actuelles, en l'absence de l'approbation de la Commission d'appliquer une telle comptabilité réglementaire.
- [6] Les recommandations particulières relatives à la comptabilité d'Énergie NB portant sur la capitalisation et l'amortissement des dépenses de ses frais liés à la GDD sont décrites dans la pièce NBP 9.02 comme suit :
- Les coûts reportés durant une année donnée commencent à être recouverts au cours de l'année ultérieure à la consignation des dépenses, conformément à la méthode d'amortissement linéaire;
  - Aucun coût de détention ne doit être appliqué au compte réglementaire;
  - Les dépenses ayant une courte période de bénéfice et certains coûts de marketing et de formation continueront d'être comptabilisées chaque année, à mesure qu'ils sont engagés;
  - Tous les fonds reçus par le gouvernement ou par toute autre source externe doivent être déduits des coûts qui seraient autrement inclus dans le compte de report;
  - Une période d'amortissement de 10 ans sera utilisée aux fins de recouvrement des coûts.

## **B. Preuve des témoins experts - Dunsky et Knecht**

- [7] Deux rapports ont été déposés comme preuve auprès de la Commission contenant des observations et des recommandations relatives à la comptabilité pour les frais liés à la GDD d'Énergie NB et le compte de report réglementaire proposé pour la GDD.

## 1. Le rapport Dunsky

- [8] La logique des recommandations particulières proposées ainsi que le caractère approprié et raisonnable de l'instauration du compte de report réglementaire ont été évalués par M. Philippe Dunsky, président de Dunsky Energy Consulting (le rapport Dunsky, pièce NBP 1.78). M. Dunsky a témoigné à l'audience et a été déclaré comme expert en stratégies et règlements en matière de gestion de la demande.
- [9] Énergie NB a embauché Dunsky Energy Consulting afin d'examiner les principes fondamentaux qui sous-tendent la capitalisation des frais liés à la GDD, d'étudier les pratiques d'autres sociétés d'État canadiennes et de formuler des conseils quant à la période d'amortissement appropriée.
- [10] Le rapport Dunsky comprenait des détails sur le rôle que jouent les dépenses liées à la GDD dans différentes juridictions. Il énonce que tant l'efficacité énergétique que la réponse à la demande sont couramment reconnues comme des ressources en matière d'énergie et de capacité qui peuvent jouer un rôle complémentaire pour les options du côté de l'offre (production). Le rapport désigne plus de 26 États américains où les entreprises de service public appliquent des normes obligatoires en matière de ressources d'efficacité énergétique afin d'obtenir un pourcentage de leurs futurs besoins en électricité à l'aide de mesures d'efficacité énergétique. En outre, le rapport Dunsky a offert l'exemple du marché de la capacité à terme de ISO New England où les ressources de GDD peuvent faire une offre sur la capacité énergétique vendue aux enchères.
- [11] Le rapport Dunsky déclare que les investissements dans la GDD offrent une valeur pendant la durée de vie des mesures instaurées de la même façon que les actifs de l'entreprise de service public fournissent de la valeur pendant leur durée de vie, par exemple les centrales électriques et les infrastructures de transport et de distribution. Le rapport indique que le fait de traiter les investissements dans la GDD comme un actif d'une entreprise de service public permet différentes pratiques en matière de recouvrement des coûts.
- [12] Le rapport Dunsky conclut qu'il est approprié d'intégrer la capitalisation des frais liés à la GDD dans la pratique de recouvrement des coûts d'une entreprise de service public et cite trois observations principales :



1. Elle harmonise mieux les coûts pour les contribuables aux profits au fil du temps;
2. Elle permet le nivellement des coûts pour les contribuables puisque les dépenses sont progressives; et
3. Il s'agit d'une pratique courante parmi les autres entreprises de service public canadiennes.

### **Meilleure harmonisation des coûts et des profits**

- [13] Le rapport Dunsky énonce que la principale raison pour laquelle Énergie NB devrait traiter ses investissements dans la GDD comme une immobilisation est d'assurer un traitement uniforme entre les options liées à l'offre et à la demande qui mènent à une meilleure harmonisation entre les coûts des clients et les bénéfices pour le système au fil du temps. Le rapport explique que la durée de vie utile prévue de certaines mesures de GDD qui maintiennent les avantages sur de longues périodes de temps mène à une déconnexion entre le moment où les investissements sont faits et celui où les avantages sont comptabilisés. Reporter le moment où l'investissement est supporté par le contribuable permet une meilleure harmonisation des coûts et des profits.

### **Période d'amortissement de la GDD**

- [14] Le rapport Dunsky déclare que la durée de vie utile prévue minimale moyenne pour le portefeuille de mesures de GDD d'Énergie NB est estimée à 13 ans, et il conclut que la période d'amortissement de 10 ans proposée par Énergie NB représenterait une approche prudente conforme aux pratiques d'autres sociétés d'État canadiennes.

### **La capitalisation des frais liés à la GDD nivelle les coûts pour les contribuables**

- [15] Le rapport Dunsky souligne que l'amortissement des investissements dans la GDD reporte la perception des coûts, ce qui aide à diminuer les incidences tarifaires des pressions tarifaires à court terme découlant de ce qui suit :
- De nouveaux investissements importants dans la GDD;
  - D'autres pressions tarifaires comme de nouvelles exigences en matière de capacité; ou

- Les gels tarifaires qui limitent les nouveaux investissements.

**La capitalisation des frais liés à la GDD est une pratique courante parmi les autres entreprises de service public canadiennes**

[16] Le rapport Dunsky constate que la capitalisation des frais liés à la GDD est une pratique courante parmi les autres entreprises de service public canadiennes. Pour offrir une meilleure comparaison à Énergie NB, l'examen s'est concentré sur quatre entreprises de service public d'électricité qui étaient aussi des sociétés d'État.

[17] Le rapport Dunsky a conclu qu'au Canada :

- Le recouvrement des frais liés à la GDD est établi de longue date (> 10 ans);
- La demande de hausse tarifaire est un mécanisme de recouvrement des coûts privilégié; et
- La plupart des frais liés à la GDD sont habituellement traités comme des actifs réglementés et amortis dans un compte de report; toutefois, certains frais peuvent être considérés comme des charges d'exploitation.

[18] Le tableau 2 du rapport Dunsky fourni un aperçu du traitement des investissements dans la GDD pour toutes les entreprises de service public examinées :

Source : Tableau 2, NBP 1.78, rapport Dunsky, p. 7.

Entreprise de service public	Type d'énergie	Traitement de GDD	Amortissement
<b>BC Hydro</b>	Électricité	Immobilisation et charges d'exploitation	15 ans
<b>Manitoba Hydro</b>	Électricité et gaz naturel	Immobilisation et charges d'exploitation	10 ans
<b>Hydro-Québec</b>	Électricité	Immobilisation et charges d'exploitation	10 ans
<b>Hydro Terre-Neuve-et-Labrador</b>	Électricité	Immobilisation et charges d'exploitation	7 ans

[19] Le rapport Dunsky offre aussi une analyse détaillée du traitement de l'amortissement des frais liés à la GDD pour chacune de ces entreprises de service public.

[20] Même si le rapport Dunsky désigne de nombreux États américains ayant adopté des mesures de GDD dans le cadre de leurs ressources d'énergie et de capacité, il souligne les

différences suivantes entre le traitement de ces frais aux États-Unis et dans les entreprises de service public au Canada :

- De nombreux États utilisent plusieurs mécanismes de recouvrement des coûts (Canada = aucune province n'en possède plusieurs);
- Le mécanisme de recouvrement des coûts privilégié est un avenant tarifaire (Canada = demande de hausse tarifaire); et
- Lorsque les demandes de hausse tarifaire sont utilisées, les frais liés à la GDD sont principalement traités comme des charges d'exploitation (Canada = immobilisations).

[21] Le rapport Dunsky conclut que si Énergie NB capitalise ses frais liés à la GDD, elle devrait harmoniser le traitement des investissements dans la GDD au traitement des autres immobilisations corporelles de l'entreprise de service public pour les coûts qui créent des avantages pluriannuels.

[22] Le rapport Dunsky conclut également qu'une période de 13 ans devrait être considérée comme une période d'amortissement maximale pour l'ensemble du portefeuille du budget actuel de GDD.

## **2. Le rapport Knecht**

[23] L'intervenante publique a présenté la preuve de M. Robert Knecht (le rapport Knecht, pièce PI 1.01), directeur d'Industrial Economics, Incorporated, qui a été déclaré expert dans les domaines de l'économie réglementaire et de la tarification. L'intervenante publique a demandé que M. Knecht examine la demande générale de tarifs d'Énergie NB pour évaluer le caractère raisonnable des propositions de la société dans huit domaines donnés. L'un des domaines visés par ce travail comprenait les changements proposés au plan de GDD d'Énergie NB, y compris le compte de report réglementaire proposé.

[24] L'analyse complète de M. Knecht se trouve à la section 6.3 de son rapport, aux pages 32 à 34.

[25] La conclusion du rapport Knecht sur la question de savoir si la Commission devrait approuver le compte de report réglementaire comme proposé par Énergie NB pour ses

frais liés à la GDD ou maintenir le statu quo consistant à comptabiliser ces dépenses (au cours de l'exercice) se trouve aux lignes 17 à 22 de la page 34 du rapport Knecht.

[Traduction] Finalement, en ne tenant compte que de cette question précise, je conclus qu'aucune démarche n'est clairement supérieure et qu'elles sont toutes deux raisonnables. Selon mon jugement, je préconise habituellement la poursuite de la pratique existante, au moins jusqu'à ce qu'un examen plus systématique de l'ensemble des questions relatives à la capitalisation et à l'amortissement puisse être mené (plus particulièrement à l'égard de la durée de vie raisonnable des principaux actifs de production).

[26] Le rapport Knecht déclare à la ligne 17 de la page 32 que le changement proposé n'a pas d'incidence réelle sur le financement de base de l'entreprise de service public. Le rapport énonce que le changement comptable entraîne l'apparence d'une situation financière améliorée, ce qui entraîne un ratio amélioré des capitaux propres par rapport au capital. Le rapport dit aussi que le « [Traduction] ratio amélioré des capitaux propres par rapport au capital entraîne une réduction des revenus ou une atténuation des augmentations tarifaires, la situation financière de la société s'aggravera si ce changement est adopté » puisque la société propose de capitaliser 14,1 millions de dollars de ses frais liés à la GDD sans amortissement pour l'exercice de référence. Le rapport calcule que le résultat net s'améliore de 14,1 millions de dollars en adoptant le changement, puisque le produit de référence serait de 17,8 millions de dollars plutôt que de 31,9 millions de dollars sans le changement, car Énergie NB a proposé d'amortir 14,1 millions de dollars dans l'exercice de référence.<sup>1</sup>

**Les conclusions du rapport Knecht – Voici « l'examen et les observations » sur la question :**

[27] Le rapport énonce que « [Traduction] la justification de la société a une importante valeur ». Il cite aussi quatre raisons pour lesquelles la proposition « [Traduction] ne devrait pas nécessairement être approuvée ».

---

<sup>1</sup> Dans une lettre datée du 15 mai, Énergie NB a informé la Commission que, selon une réponse à une demande de renseignement qui avait été fournie à l'intervenante publique, Énergie NB établissait à présent ses besoins en revenus à 1 742,3 millions de dollars. Les gains nets de l'exercice de référence avaient été révisés, ce qui faisait en sorte qu'un montant supplémentaire de 1,9 million de dollars était réparti.

1. La société a raison en avançant que l'amortissement des coûts au fil du temps harmoniserait mieux le moment où ils sont comptabilisés dans ses documents comptables avec le moment où les profits sont comptabilisés par les clients participants. Toutefois, théoriquement, le principe de la correspondance n'est pas un argument particulièrement solide afin de soutenir cette proposition. En raison de leur nature, les programmes de GDD d'Énergie NB ne sont pas conformes au principe de la correspondance, puisque les profits sont versés (presque entièrement) aux clients participants, alors que les coûts sont (presque entièrement) à la charge des clients non participants.
2. Alors que les entreprises de service public canadiennes capitalisent habituellement ces dépenses, leurs homologues américains ne le font pas. Les programmes offerts par Énergie NB sont économiquement semblables aux programmes de GDD des États-Unis, où les frais sont comptabilisés comme charges. En raison des similitudes entre la tarification des entreprises de service public au Canada et aux É.-U., il y a au moins un certain précédent crédible en faveur du maintien de la méthode existante.
3. Au moins une partie des dépenses pour le programme de GDD est associée à des éléments qui ne seraient habituellement pas capitalisés.
4. Finalement, permettre la capitalisation de ces dépenses a l'apparence d'un biais systématique pour le report de la constatation des coûts et le transfert des coûts aux futurs contribuables.

### **C. Position des parties sur la création du compte de report réglementaire pour permettre à Énergie NB d'amortir certains frais liés à la GDD**

[28] En plus de la demanderesse, quatre intervenants ont abordé la question du compte de report réglementaire proposé pour la GDD dans leurs plaidoyers finaux. Un résumé des plaidoyers de chaque partie est présenté ci-dessous, y compris les références des transcriptions.

[29] Il convient de noter qu'après l'examen des transcriptions, aucun intervenant ne s'est opposé à la proposition d'Énergie NB visant à amortir les frais liés à la GDD.

## 1. M. Furey au nom d'Énergie NB

- [30] Les commentaires de M. Furey au nom d'Énergie NB sur le report des frais liés à la GDD dans son plaidoyer final se trouvent de la ligne 8 de la page 849 à la ligne 22 de la page 852 des transcriptions.
- [31] M. Furey énonce trois raisons en faveur du report et de l'amortissement des frais liés à la GDD, comme il a été mentionné dans le rapport Dunsky (pièce NBP 1.78, page 3).
1. Meilleure harmonisation des avantages connexes concernant la diminution des frais liés au carburant et à l'achat d'électricité et le report des investissements dans la capacité avec la comptabilisation des frais liés à la GDD.
  2. Uniformité avec la démarche adoptée par d'autres entreprises de service public canadiennes et leurs organismes de réglementation.
  3. Permet le nivellement des coûts pour les contribuables puisque les dépenses sont progressives.
- M. Furey a souligné que M. Knecht ne s'est pas opposé à la période d'amortissement proposée ni à l'efficacité de la durée de vie utile prévue des programmes de GDD d'Énergie NB puisqu'ils sont élaborés conformément aux normes du secteur.
  - M. Furey a fait valoir que puisque le paragraphe 117(1) de la *Loi sur l'électricité* a rendu les programmes de GDD obligatoires et que les programmes sont évalués à l'aide du test de coût de l'administrateur de programme (TCAP), le compte de report pour la GDD proposé par la société ne représente pas un souci d'économie pour les programmes de GDD, mais il vise plutôt à faire correspondre la comptabilisation des frais liés à la GDD à la réception des avantages de cette gestion par une diminution des frais liés au carburant et à l'achat d'électricité et le report des investissements dans la capacité, ce qui améliore l'équité intergénérationnelle et est conforme à la démarche réglementaire des autres entreprises de service public canadiennes.

- M. Furey a relevé le fait que si la Commission refusait le compte de report réglementaire pour la GDD dans sa totalité, le revenu net serait réduit de 14,1 millions de dollars.
- M. Furey a aussi mentionné les préoccupations exprimées par M. Knecht dans l'Instance 375 et dans le témoignage de la présente audience où ce dernier s'est dit inquiet du fait que les programmes de GDD exercent une pression à la hausse sur les tarifs à court terme lorsqu'ils sont comptabilisés en charges lors de l'exercice où ils sont engagés, alors que les profits sont reçus sur une plus longue période de temps. M. Furey a déclaré que le compte de report proposé pour la GDD représente une solution au problème.
- M. Furey a également défendu la justification de la société pour exclure les frais d'intérêts du report puisque cela est conforme à la comptabilité des autres immobilisations corporelles ainsi qu'à la démarche d'autres entreprises de service public canadiennes qui n'incluent pas ces coûts de détention dans leurs comptes de report réglementaire respectifs.
- M. Furey a en outre répondu à une série de questions du comité de la Commission, qui se trouvent de la ligne 10 à la page 855 à la ligne 18 à la page 867 des transcriptions.

## **2. M. Stewart au nom de J.D. Irving, Limited**

[32] Les commentaires de M. Stewart dans son plaidoyer final sur le compte de report pour la GDD se trouvent de la ligne 18 de la page 875 à la ligne 9 de la page 880 et de la ligne 22 de la page 898 à la ligne 7 de la page 902 des transcriptions.

- M. Stewart a déclaré qu'il laisserait la Commission décider d'instaurer ou non le compte de report. Il a cependant fait valoir qu'il est essentiel de veiller à ce que les paramètres pour les frais liés à la GDD soient bien définis et légitimés et que le processus de l'examen annuel soit clair.
- Toutefois, en réponse à une question du comité de la Commission à savoir s'il était « pour ou contre » la création du compte de report réglementaire, M. Stewart a fait référence à la description de M. Knecht selon laquelle la démarche n'était

« [Traduction] pas déraisonnable ». Il a en outre dit comprendre pourquoi l'entreprise de service public adoptait cette approche pour la comptabilité de ses frais liés à la GDD et qu'il « [Traduction] ne croyait pas qu'elle était entièrement déraisonnable » (transcriptions, ligne 21 de la page 901, ligne 7 de la page 902).

- M. Stewart a mis l'accent sur la nécessité d'établir des paramètres précis sur le fonctionnement et le progrès du compte de report proposé. Il a exhorté la Commission d'instaurer des directives relatives à un processus public afin de suivre et d'examiner annuellement les dépenses proposées aux fins d'ajout au compte de report pour veiller à ce qu'elles fournissent des avantages pluriannuels et pour mesurer l'efficacité des programmes déjà en place. M. Stewart a soulevé l'importance d'une telle surveillance étant donné les conséquences d'une importante dette.

### **3. M. Stoll au nom de Utilities Municipal (UM)**

[33] Les commentaires de M. Stoll dans son plaidoyer final sur le compte de report pour la GDD se trouvent de la ligne 22 de la page 909 à la ligne 24 de la page 911 des transcriptions.

- M. Stoll a déclaré qu'UM comprenait les difficultés d'ordre comptable présentées par la société et son témoin expert, et était d'avis que la proposition de la société n'est « [Traduction] pas déraisonnable dans les circonstances » (ligne 22 de la page 909, ligne 3 de la page 910).
- Il a dit que de l'avis de ses clients, ces coûts de détention devraient faire l'objet d'un suivi et être comptabilisés dans le compte de report.
- M. Stoll a mentionné que le témoin d'Énergie NB, M. John Todd, avait recommandé que les coûts de détention soient compris dans le compte de report et que, avec les frais du programme, ils fassent l'objet d'un suivi et qu'ils soient attribués à la catégorie de tarif appropriée. M. Stoll a soutenu que selon UM, ne pas suivre les intérêts ou le coût de détention dans le compte de report représenterait une dérogation au principe de la causalité des coûts et exacerberait potentiellement les ratios revenus/coûts existants des catégories de clients.



#### 4. M<sup>me</sup> Black, l'intervenante publique

[34] Les commentaires de M<sup>me</sup> Black dans son plaidoyer final sur le compte de report pour la GDD se trouvent de la ligne 13 de la page 941 à la ligne 8 de la page 943 et de la ligne 6 de la page 955 à la ligne 24 de la page 964 des transcriptions.

- M<sup>me</sup> Black a dit être d'avis qu'il était dans l'intérêt du public d'adopter l'une ou l'autre démarche à l'égard de la comptabilité générale des frais liés à la GDD d'Énergie NB. Elle énonce aux lignes 14 et 15 de la page 964 des transcriptions que « [Traduction] selon la preuve de M. Knecht, elle est d'avis que l'une ou l'autre des solutions est dans l'intérêt du public ». M<sup>me</sup> Black a cité de la page 34 du rapport Knecht le passage où il a conclu « [Traduction] qu'aucune démarche n'est clairement supérieure et qu'elles sont toutes deux raisonnables ».
- Elle a toutefois soutenu que la préférence de M. Knecht pour le maintien du statu quo est en grande partie fondée sur sa crainte que le compte de report entraîne un transfert des coûts aux futurs contribuables. Elle a déclaré que la Commission a des motifs raisonnables de prendre l'une ou l'autre des décisions, selon l'endroit où la Commission détermine ultimement que l'équilibre doit se trouver; c'est-à-dire, comme l'exige la Loi, offrir des tarifs bas et stables aujourd'hui et dans le futur.
- M<sup>me</sup> Black a reconnu que l'on peut soutenir que, dans le cas du compte de report proposé, les coûts et avantages devraient s'harmoniser et les coûts ne devraient pas être repoussés dans l'avenir, mais bien déplacés au moment où les avantages surviennent. M<sup>me</sup> Black a aussi relevé les préoccupations de M. Knecht selon lesquelles l'harmonisation est imparfaite entre les coûts et les avantages puisque les avantages des programmes reviennent seulement aux participants aux programmes de GDD.
- En réponse aux questions du comité de la Commission, M<sup>me</sup> Black a de plus cité la preuve de M. Knecht indiquant que l'efficacité du programme de GDD était raisonnable puisqu'il se base sur les normes du secteur et que la période d'amortissement de 10 ans pour ce portefeuille de GDD était raisonnable.

[35] M<sup>me</sup> Black était en partie d'accord avec M. Stewart quant à la nécessité que la reddition de comptes sur les détails et les progrès du compte réglementaire proposé pour la GDD se déroule au sein d'un processus public, mais qu'elle fasse partie du processus de demande de tarification générale (l'une des options proposées par M. Stewart), et non d'un dépôt distinct. Elle a déclaré qu'il y avait déjà un certain contrôle préalable en place concernant les programmes et leur évaluation. M<sup>me</sup> Black était toutefois d'accord avec M. Stewart sur le fait que des éléments demeuraient indéterminés, comme les coûts de détention et le report de certaines activités de commercialisation liées à la GDD.

#### **D. Analyse et conclusions**

[36] Après avoir examiné la preuve et le témoignage des soumissions des parties et la preuve et le témoignage d'expert de M. Dunsky et de M. Knecht, je suis d'avis que la création du compte de report réglementaire proposé pour la GDD est la démarche qui est le plus dans l'intérêt du public et qui représente la meilleure pratique réglementaire au profit tant des contribuables que d'Énergie NB.

[37] Je crois que l'utilisation d'un instrument financier réglementaire est la démarche de prédilection pour la comptabilité des frais liés à la GDD d'Énergie NB pour les motifs ci-après.

[38] Je suis d'avis que la preuve des deux experts, M. Dunsky et M. Knecht, est la meilleure preuve disponible.

[39] Selon moi, les observations finales de la preuve et du témoignage de M. Knecht sont pondérées et utiles pour permettre à la Commission de cerner les questions devant être envisagées pour décider d'autoriser le compte de report réglementaire proposé pour la GDD ou de poursuivre la pratique existante qui consiste à comptabiliser les frais d'Énergie NB au cours de l'exercice.

[40] M. Knecht a conclu qu'aucune démarche n'est supérieure et qu'elles sont toutes deux raisonnables. Toutefois, il a également déclaré préférer la pratique existante, au moins jusqu'à ce qu'un examen plus systématique de l'ensemble des immobilisations d'Énergie NB soit mené afin de déterminer la durée de vie raisonnable de ses principaux actifs de production.

[41] Je suis d'accord avec M. Knecht qu'il faut analyser de manière systémique et comprendre l'ensemble des besoins du côté de l'offre et de la demande d'Énergie NB pour saisir entièrement la magnitude nécessaire pour ses programmes de GDD. L'observation de M. Knecht est utile puisqu'elle relie les attributs des actifs du côté de l'offre et de la GDD.

[42] Cependant, étant donné l'étendue des programmes de GDD d'Énergie NB, qui est présentée à la section 8 du Plan intégré des ressources actuel (que la Commission doit envisager dans la présente demande conformément à l'alinéa 103(7)c) de la *Loi sur l'électricité*) ainsi que dans les réponses aux demandes de renseignements 49 et 50 des pièces NBP 12.03 et NBP 12.28, l'étendue des programmes de GDD justifie l'instauration du compte de report réglementaire proposé pour la GDD. Par conséquent, je suis d'avis qu'il n'est pas nécessaire de retarder la création du compte de report.

[43] Je suis également d'accord avec les principales observations du rapport Dunsky présentées ci-dessous indiquant que la capitalisation des frais liés à la GDD d'Énergie NB est appropriée :

1. Elle harmonise mieux les coûts pour les contribuables aux profits;
2. Elle permet le nivellement des coûts pour les contribuables puisque les dépenses sont progressives; et
3. Il s'agit d'une pratique courante parmi les autres entreprises de service public canadiennes.

#### **Meilleure harmonisation des coûts et des profits**

[44] Je suis d'accord avec M. Dunsky et Énergie NB, que la création du compte de report réglementaire proposé pour la GDD harmonisera mieux les avantages associés à la diminution des frais de carburant et l'achat d'électricité et le report des investissements futurs pour produire de la capacité avec la comptabilisation des frais de GDD. Les programmes de GDD d'Énergie NB sont évalués préalablement à l'aide des normes du secteur et ils sont mesurés et examinés après leur mise en œuvre pour évaluer leur efficacité et leur durée de vie utile prévue. Je suis d'accord avec le fait que la comptabilité de tels investissements au moyen d'un compte de report améliore l'équité

intergénérationnelle. Même si une grande partie des coûts associés aux dépenses de ces programmes pluriannuels est payée par les futurs contribuables, les profits associés sont aussi réalisés dans les futurs bénéfiques du système et les futurs bénéfiques pour les contribuables. Un tableau calculant les coûts et les avantages futurs ainsi que la valeur actualisée nette du compte de report est fournie dans la preuve dans la réponse à la demande de renseignement 48 à la pièce NBP 12.03.

### **Nivellement des coûts pour les contribuables en matière de dépenses**

- [45] Je suis d'accord avec les constatations du rapport Dunsky selon lesquelles un autre avantage de la capitalisation des frais liés à la GDD est que l'amortissement des investissements dans la GDD permet le nivellement des coûts pour les contribuables puisque les dépenses sont progressives. Tout comme Énergie NB et M. Knecht, je suis d'avis que les programmes de GDD exercent une pression à la hausse sur les tarifs à court terme lorsqu'ils sont comptabilisés en charges lors de l'exercice où ils sont engagés, alors que les profits sont reçus sur une plus longue période de temps. Je suis d'accord avec le fait que le compte de report est une solution au problème.
- [46] Refuser le compte de report pourrait avoir des incidences coûteuses pour les contribuables à court terme en raison des tarifs supérieurs sans que les avantages liés aux dépenses ne soient reçus. L'éventualité du choc tarifaire est grandement atténuée par l'effet de nivellement du compte de report. Dans la réponse à la demande de renseignement 49 présentée à la pièce NBP 12.03, nous apprenons que l'augmentation tarifaire pour l'exercice de référence aurait dû être de 3,5 % afin de couvrir les coûts pour l'exercice de référence pour la somme de 14,1 millions de dollars autorisée en frais liés à la GDD que la société propose d'amortir. Étant donné le niveau accru de dépenses que la société propose d'engager dans les années à venir, des augmentations tarifaires supérieures à 3,5 % pourraient s'avérer nécessaires, sans d'importantes réductions de coûts au cours de l'exercice et/ou diminutions de son programme de GDD.
- [47] En outre, l'effet de nivellement tarifaire de la démarche du compte de report répond le mieux aux objectifs énoncés au paragraphe 68c) de la Loi, qui énonce que, dans la mesure du possible, les tarifs imposés doivent être maintenus le plus bas possible et que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles.

### **Pratique courante parmi les autres entreprises de service public canadiennes**

- [48] Le rapport Dunsky énonce que la capitalisation des frais liés à la GDD est une pratique courante parmi les entreprises de service public canadiennes. L'examen réalisé dans ce rapport sur les quatre autres sociétés d'État de la Couronne offre effectivement une précieuse comparaison. Tant le rapport Dunsky que le témoignage de M. Dunsky (pages 540 à 583 des transcriptions) offrent à la Commission de nombreux exemples qui comparent les similitudes des quatre entreprises de service public examinées avec Énergie NB et évaluent leur programme de GDD.
- [49] Il est pratique courante pour les organismes de réglementation et les tribunaux de se fonder sur l'expertise et les précédents des autres organismes de réglementation concernant de telles questions. Étant donné la tendance claire de tous les organismes de réglementation provinciaux examinés consistant à créer de tels comptes pour ce type de programmes, je crois que la meilleure pratique la plus raisonnable est de permettre à Énergie NB de créer le compte de report proposé conformément à la démarche adoptée par les autres entreprises de service public canadiennes et leurs organismes de réglementation.

### **Perspective des intervenants**

- [50] Il convient de noter qu'après examen des transcriptions, aucun intervenant ne s'est opposé à la proposition visant à permettre à Énergie NB d'amortir ses frais liés à la GDD. Selon moi, leurs commentaires collectifs réfléchis sur la question, malgré l'expression de préoccupations particulières quant aux détails, s'inscrivent dans le sens de la décision d'approuver le compte de report privilégié.

### **E. Observations connexes supplémentaires**

- [51] Un certain nombre de recommandations et de détails particuliers relatifs à la comptabilité doivent être abordés dans la présente décision quant à la concrétisation du compte de report proposé. Ces questions ont principalement été soulevées par les intervenants comme des préoccupations quant à des détails.

1. Je suis d'accord avec M. Stewart et M<sup>me</sup> Black quant à la nécessité que la reddition de comptes sur les détails et les progrès du compte réglementaire

proposé pour la GDD se déroule au sein d'un processus public annuel et qu'elle fasse partie du processus de demande de tarification générale.

2. Comme Énergie NB et M. Dunsky, je suis d'accord avec la méthode d'amortissement et la période d'amortissement de 10 ans proposées. M. Dunsky confirme aux lignes 1 à 4 de la page 576 des transcriptions que la durée de vie utile prévue pour le portefeuille de GDD d'Énergie NB est susceptible de dépasser largement 10 ans, particulièrement parce qu'Énergie NB a choisi d'exclure des composantes connexes, comme le décrit sa proposition.
3. J'appuie la proposition d'Énergie NB qu'aucun coût de détention ne doit être appliqué au compte réglementaire. Je conviens que cette recommandation peut être perçue comme une démarche prudente puisqu'elle réduit le montant des frais reportés dans le compte. Elle respecte aussi la recommandation de M. Dunsky qui harmonise les investissements dans la GDD au traitement comptable des autres immobilisations corporelles comme les actifs de production et de transport. Cette pratique est également utilisée par les autres entreprises de service public désignées sauf une.

[52] Même si je préfère la démarche proposée par Énergie NB, je note toutefois que M. Stoll a soutenu que selon UM, ne pas suivre les intérêts ou le coût de détention dans le compte de report représenterait une dérogation au principe de la causalité des coûts et exacerberait potentiellement les ratios revenus/coûts existants des catégories de clients. Je conviens qu'il serait approprié d'envisager cette question et les modifications éventuelles à la proposition d'Énergie NB dans le cadre de l'établissement des tarifs et de l'Instance 357.

## **F. Conclusions et recommandations**

- [53] Je crois que la création du compte de report réglementaire proposé pour la GDD est la démarche qui est le plus dans l'intérêt du public et qui représente la meilleure pratique réglementaire qui est adoptée par d'autres entreprises de service public canadiennes et leurs organismes de réglementation.
- [54] Je note que la répercussion du refus du compte de report dans son intégralité est importante sur les gains nets proposés de la société. L'effet du refus du compte de report consiste à réduire les gains nets proposés de 14,1 millions de dollars.
- [55] Énergie NB déclare que le compte de report fait partie intégrante de ses besoins en revenus et qu'un examen complet de tous les coûts serait nécessaire pour déterminer la répercussion du rejet du compte de report pour la GDD. Mon opinion, selon le plan de GDD de la société présentée dans le Plan décennal, le Plan intégré des ressources et les réponses aux demandes de renseignement 49 et 50 des pièces NBP 12.03 et NBP 12.28, est que la capacité de la société à financer son programme de GDD sera grandement touchée sans le compte de report proposé.
- [56] Refuser le compte de report a le potentiel d'avoir des conséquences coûteuses pour les contribuables à court terme en raison des tarifs supérieurs si Énergie NB doit financer son programme de GDD en totalité au cours de l'exercice. Avec cette démarche, les contribuables devront financer à court terme certaines mesures qui profiteront seulement aux futurs contribuables. L'harmonisation des coûts et des avantages pour les contribuables et le système est une justification clé du report des frais liés à la GDD.

Fait à Saint John, Nouveau-Brunswick, ce 16<sup>e</sup> jour de juillet 2019.



---

John Patrick Herron  
Membre