



NEW BRUNSWICK
ENERGY & UTILITIES BOARD

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

DÉCISION

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une
demande de la Société d'énergie du
Nouveau-Brunswick conformément aux
paragrophes 113(2) et 113(3) de la *Loi*
sur l'électricité.

(Instance EL-004-2025)

Le 29 septembre 2026

EN L’AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d’énergie du Nouveau-Brunswick conformément aux paragraphes 113(2) et 113(3) de la *Loi sur l’électricité*.

(Instance EL-004-2025)

AUDIENCE PUBLIQUE : le 26 et 27 mai 2026

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

Président	Christopher J. Stewart
Membre	John Logan
Membre	Kenneth McCulloch, c.r.

PARTICIPANTS :

Société d’énergie du Nouveau-Brunswick	John Furey
Houlton Water Company	Peter Hyslop
Northern Maine Independent System Administrator	Dwayne Conley

INTERVENANT PUBLIC :	J.M. Alain Chiasson
-----------------------------	---------------------

PERSONNEL DE LA COMMISSION :	Abigail Herrington
-------------------------------------	--------------------

Table des matières

1	Introduction et aperçu.....	1
2	Questions.....	2
3	Besoins en revenus.....	2
3.1	Exploitation, entretien et administration	3
3.1.1	Dotation en personnel	3
3.1.2	Crédit pour les postes vacants.....	4
3.1.3	Le budget d’EEA est réduit de 300 000 \$.....	5
3.2	Amortissement.....	5
3.3	Charges financières, impôts et taxes et rendement des capitaux propres.....	6
4	Projets d’immobilisations	7
5	Étude sur les services accessoires relatifs à la puissance.....	7
5.1	Méthodologies d’établissement des tarifs	8
5.2	Annexe 1	9
5.3	Annexe 2	9
5.4	Annexe 3(c)	9
5.5	Annexes 3(a), 3(b), 5 et 6.....	10
5.6	Pénalité pour facteur de puissance	12
6	Modifications au tarif	12
7	Autres questions.....	14
8	Conclusion, ordonnances et directives.....	15

1 Introduction et aperçu

- [1] Énergie NB a demandé à la Commission d'approuver ses besoins en revenus afférents au transport, son augmentation des tarifs liés à l'usage de son service de transport et de ses services accessoires ainsi que ses modifications au tarif d'accès au réseau de transport (« TART »).
- [2] La *Loi sur l'électricité* (la « Loi ») oblige Énergie NB à demander que ses besoins en revenus afférents au transport soient approuvés au moins une fois tous les trois ans. La Commission a approuvé les besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB pour la dernière fois en décembre 2022. Énergie NB a déposé la présente demande en décembre 2025, conformément à la Loi.
- [3] Le TART est le tarif de transport agréé qui régit la prestation du service de transport et des services accessoires dans la province. Autrement dit, le TART régit l'usage du réseau de transport. Il établit les règles et les modalités que les clients du service de transport doivent respecter pour utiliser le réseau, y compris les tarifs à payer. Le TART vise à garantir un accès équitable au réseau à tous les clients du service de transport.
- [4] Énergie NB est le plus important client du réseau de transport. Elle est la seule à utiliser le service de réseau et, comme d'autres clients qui transportent de l'électricité dans la province, elle utilise le service point à point. Un accès équitable au réseau de transport signifie que le service de transport et les services accessoires doivent être fournis ouvertement et de manière non discriminatoire. Par conséquent, lorsqu'elle fixe les tarifs et approuve des modifications au TART, la Commission doit être convaincue qu'Énergie NB ne bénéficie pas d'un accès préférentiel au réseau de transport.
- [5] Pour les raisons ci-dessous, la Commission :
 - a) approuve les besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB sous réserve d'une réduction de 300 000 \$ du crédit pour les postes vacants;
 - b) ordonne à Énergie NB de calculer ses tarifs pour les services des annexes 3(a), 3(b), 5 et 6 en utilisant la méthode des coûts intégrés décrite dans les pièces NBP1.25 et NBP1.27 plutôt que la méthode du coût de remplacement;
 - c) approuve les modifications proposées au TART en réponse aux ordonnances de la FERC présentées ci-dessous; et

- d) émet les autres ordonnances, directives et approbations précisées à la section 8.

2 Questions

- [6] Dans le cadre de la présente demande, la Commission doit trancher les questions ci-dessous :
 - a) Les besoins en revenus afférents au transport demandés sont-ils justes et raisonnables?
 - b) Les augmentations tarifaires demandées sont-elles justes et raisonnables?
 - c) Les modifications proposées au TART devraient-elles être approuvées?

3 Besoins en revenus

- [7] L'objectif primaire de l'établissement des tarifs est de s'assurer que ceux-ci sont justes et raisonnables. Pour être justes et raisonnables, les tarifs payés par les utilisateurs du réseau ne doivent pas être supérieurs au montant nécessaire pour fournir à Énergie NB les revenus dont elle a besoin pour exploiter le réseau de transport de manière sécuritaire et fiable et tirer un juste rendement de son investissement. Pour établir les tarifs pour les clients du service de transport, la Commission doit approuver l'ensemble des besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB.
- [8] Énergie NB demande l'approbation des besoins en revenus afférents au transport, d'un montant de 177,8 millions de dollars. La Loi définit les besoins en revenus afférents au transport comme suit :

« besoins en revenus afférents au transport » Relativement à la fourniture du service de transport et des services accessoires, le montant des revenus annuels requis par un transporteur pour supporter les activités, l'entretien, les dépenses administratives, l'amortissement, les taxes, les intérêts et les autres frais financiers prévus tout en permettant un rendement en capitaux propres jugé acceptable.
- [9] Lorsqu'elle approuve ou fixe les besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB, la Commission est tenue de permettre un rendement en capitaux propres prévu dans la fourchette prescrite par règlement et d'adopter une structure du capital prescrite par règlement. La structure du capital prescrite se compose de 65 % d'emprunts et de 35 % de

capitaux propres. La fourchette de rendement des capitaux propres prescrite est de 10 % à 12 %.

- [10] L'alinéa 113(14)a de la Loi stipule que la Commission est tenue d'approuver ou de fixer des tarifs justes et raisonnables par rapport à la prestation du service de transport commun à de multiples transporteurs en fonction des derniers besoins en revenus afférents au transport qu'elle a approuvés pour chaque transporteur. Le seul autre transporteur au Nouveau-Brunswick est Liberty Utilities (Tinker Transmission) LP, et Énergie NB a inclus les derniers besoins en revenus afférents au transport approuvés de 2,8 millions de dollars dans cette demande.
- [11] Enfin, la Commission est également tenue de tenir compte des éléments énoncés au paragraphe 113(15) de la Loi.
- [12] Les besoins en revenus afférents au transport visés par la présente demande sont fondés sur le budget proposé de l'exercice financier 2026-2027.

3.1 Exploitation, entretien et administration

- [13] Les dépenses liées aux activités quotidiennes du réseau de transport figurent dans le budget d'exploitation, d'entretien et d'administration (« EEA »). Énergie NB propose d'augmenter ce budget de 28 % pour le faire passer à 72,7 millions de dollars.

3.1.1 Dotation en personnel

- [14] Énergie NB a budgétisé 55,1 millions de dollars pour les salaires et les avantages sociaux, soit une hausse de 10,1 millions de dollars par rapport aux derniers besoins en revenus afférents au transport approuvés. Il s'agit de la part la plus importante du budget d'EEA.
- [15] Cette hausse s'explique par des augmentations salariales négociées et un ajout prévu de 30 membres du personnel, ce qui portera le total à 395 personnes. L'augmentation salariale compte pour 4,5 millions de dollars de la hausse des dépenses en main-d'œuvre. La création des nouveaux postes ajoute quant à elle 2,8 millions de dollars. Le reste de la hausse est expliquée par la conversion de postes temporaires en postes permanents, une augmentation des heures supplémentaires et la planification de la relève.
- [16] Énergie NB entre dans une période de grandes dépenses en immobilisations. Vingt des postes créés sont liés à des projets d'immobilisations planifiés. Les salaires associés à ces postes seront capitalisés et intégrés aux futurs tarifs. Jonathan Pollock, directeur général des systèmes d'opérations au Centre de conduite d'Énergie NB, a déclaré que les nouveaux postes capitalisés étaient nécessaires à la gestion de la charge supplémentaire d'ingénierie

associée à ces projets. M. Pollock a indiqué que le nombre de nouveaux postes capitalisés était fondé sur la quantité de travail prévue. Énergie NB soutient qu'une expertise supplémentaire en ingénierie est requise pour évaluer le nombre croissant de projets d'immobilisations planifiés.

- [17] Quatre autres postes seront ajoutés au programme de gestion de la végétation d'Énergie NB en vue de rattraper le travail en retard et de mettre en place une pratique durable visant à maintenir les lignes de transport exemptes de végétation. Ces postes seront aussi capitalisés.
- [18] D'autres postes seront créés à des fins de planification de la relève. Par exemple, M. Pollock a témoigné que le manque d'effectifs dans la salle des commandes du réseau peut coûter à lui seul jusqu'à 400 000 \$ en heures supplémentaires par année. La planification de la relève contribue à éviter le risque de manque d'effectifs dans la salle des commandes du réseau découlant de départs à la retraite.
- [19] Toute décision d'augmenter l'effectif doit tenir compte du risque de sureffectif. Le témoignage de M. Pollock a indiqué clairement que, dans certains cas, des postes de relève ont été créés sans indication de départ imminent. Dans un cas en particulier, les éléments de preuve suggèrent qu'Énergie NB dépenserait près de 140 000 \$ par année pendant quatre ans afin d'économiser 10 000 \$, mais M. Pollock est d'avis qu'il s'agit d'une erreur administrative. Compte tenu des coûts continus relatifs à l'augmentation du personnel, la Commission trouve préoccupant le manque apparent de rigueur dans l'évaluation des nouveaux postes.
- [20] Malgré ces préoccupations, la Commission ne peut pas conclure que les augmentations d'effectifs proposées sont imprudentes. Selon la prépondérance des probabilités et en considérant l'ensemble des preuves, la Commission juge donc que les augmentations d'effectifs devraient être permises.

3.1.2 Crédit pour les postes vacants

- [21] Les 395 postes prévus liés au réseau de transport et à son exploitation ne seront pas tous pourvus en tout temps. À tout moment, il est probable qu'il y ait des postes vacants à pourvoir. Même s'ils peuvent entraîner des heures supplémentaires ou le recours à des services extérieurs dans certaines situations, les postes vacants génèrent habituellement des économies par rapport à un effectif complet. Pour tenir compte de ce fait, le budget de la main-d'œuvre comprend souvent ce que l'on appelle un « crédit pour les postes vacants ». Il s'agit d'un montant d'argent réinvesti dans le budget d'Énergie NB selon

Instance EL-004-2025 – Énergie NB - besoins en revenus de transport et son tarif d'accès au réseau de transport pour 2026-27

l'hypothèse que certains postes de l'effectif complet seront vacants et généreront des économies.

- [22] Dans l'instance EL-003-2025, la dernière demande générale de tarifs d'Énergie NB, la Commission a ordonné que la société change son calcul du crédit pour les postes vacants pour l'exercice 2026-2027 et utilise cette même méthode dans sa prochaine demande de tarifs. Pour l'exercice financier en cours, le crédit pour les postes vacants est calculé selon la moyenne historique sur trois ans des postes vacants. Plus précisément, Énergie NB applique un taux moyen de postes vacants de 6,9 % et un taux d'avantages sociaux de 22 % pour calculer son crédit pour les postes vacants.
- [23] Énergie NB a reconnu que la même méthodologie devrait être utilisée pour ses besoins en revenus afférents au transport afin que les deux processus budgétaires concordent. Cette nouvelle méthodologie diffère de celle utilisée par Énergie NB dans son premier dépôt de la présente demande, car elle n'avait pas encore obtenu la décision de la Commission dans l'instance EL-003-2025 au moment de déposer sa demande dans le cadre de la présente instance.
- [24] Pendant l'audience, Énergie NB a reconnu que l'utilisation de cette nouvelle méthodologie de calcul du crédit pour les postes vacants fera diminuer la part du budget d'EEA consacrée à la main-d'œuvre de 300 000 \$. Les besoins en revenus afférents au transport sont donc globalement réduits de 300 000 \$.

3.1.3 Le budget d'EEA est réduit de 300 000 \$

- [25] Le budget d'EEA est approuvé sous réserve d'une réduction de 300 000 \$ pour tenir compte de l'ajustement approprié du crédit pour les postes vacants. La Commission est satisfaite que le reste du budget d'EEA est raisonnable.

3.2 Amortissement

- [26] Les besoins en revenus afférents au transport proposés comprennent des charges d'amortissement de 37,6 millions de dollars. Il s'agit d'une augmentation de 6,8 millions de dollars par rapport aux derniers besoins en revenus approuvés. Cette augmentation reflète des investissements effectués par Énergie NB depuis 2022 qui sont associés à des charges d'amortissement. Elle reflète aussi des calculs de l'amortissement actualisés à la suite de l'examen de l'amortissement des actifs de 2024.
- [27] Par exemple, Énergie NB a investi 205 millions de dollars dans des projets d'immobilisations d'envergure depuis sa dernière demande, ce qui compte pour 4,1 millions de dollars de la hausse des charges d'amortissement. La Commission n'a reçu aucune preuve suggérant

que les investissements sous-tendant l'allocation pour l'amortissement étaient imprudents, et aucune partie n'a contesté la prudence de ces investissements.

- [28] La Commission accepte les charges d'amortissement proposées.

3.3 Charges financières, impôts et taxes et rendement des capitaux propres

- [29] Tout comme pour les charges d'amortissement, les montants prévus pour les charges financières, les impôts et les taxes ainsi que le rendement des capitaux propres dépendent fortement des actifs de la société et de ses récents investissements dans le réseau de transport.
- [30] Les charges financières, y compris les intérêts sur la dette, devraient passer de 17,0 millions de dollars à 21,0 millions de dollars. Cette augmentation reflète une hausse des frais d'intérêt et un accroissement de la dette générale.
- [31] Une réduction du taux d'imposition sur les services publics établie par le gouvernement provincial signifie que les impôts devraient passer de 15,1 millions de dollars à 13,6 millions de dollars cette année.
- [32] Lorsqu'elle approuve ou fixe les besoins en revenus afférents au transport, la Commission est tenue d'appliquer une structure financière réputée être composée de 65 % de dettes et de 35 % de capitaux propres et d'utiliser un rendement des capitaux propres de 10 % à 12 %. La Commission a approuvé un rendement des capitaux propres de 10 % dans le passé, et Énergie NB ne propose aucun changement dans la présente demande.
- [33] Dustin Madsen est un témoin expert que l'intervenant public a appelé à témoigner lors de l'audience. Il a été déclaré apte à donner un avis de témoin expert dans les domaines de la comptabilité et des finances pour les services publics, de la réglementation des tarifs, de la réglementation des tarifs de transport et des comptes de report et d'écart, des besoins en revenus, des questions de comptabilité et des charges d'amortissement. M. Madsen a témoigné que, selon lui, un rendement des capitaux propres de 10 % était suffisant. Aucune autre partie n'a contesté le rendement des capitaux propres proposé.
- [34] La Commission accepte le rendement des capitaux propres proposé de 10 %. En raison des investissements en immobilisations des dernières années, le rendement des capitaux propres permis de 10 % fera augmenter le montant approuvé à l'exercice 2023-2024 et le fera passer de 25,0 millions de dollars à 32,9 millions de dollars.
- [35] La Commission accepte que le budget de 67,5 millions de dollars pour les charges financières, les impôts et taxes et le rendement des capitaux propres est raisonnable.

4 Projets d'immobilisations

- [36] Énergie NB prévoit d'investir considérablement dans le réseau électrique au cours des prochaines années et son budget comprend des dépenses en capital à la fois importantes et soutenues. En 2026-2027 seulement, Énergie NB propose de dépenser 208,6 millions de dollars pour améliorer son réseau de transport. Ce montant est cinq fois plus élevé que celui inscrit au budget de 2022-2023.
- [37] Par exemple, Énergie NB a récemment obtenu l'approbation de la Commission pour trois projets de transport d'envergure dans l'instance EL-001-2025. Ces projets ont été conçus pour renforcer la capacité et la fiabilité dans le sud du Nouveau-Brunswick. Il s'agit d'un nouveau transformateur à Coleson Cove, de nouvelles lignes de 138 kV entre Saint John et Norton et d'une installation STATCOM à Salisbury.
- [38] Énergie NB planifie aussi d'importants investissements continus dans son infrastructure d'immobilisations actuelle. La société prévoit de dépenser 36 millions de dollars dans un programme de prolongation de la durée de vie des lignes pour remplacer et renforcer les lignes de transport vieillissantes. Plus de 500 millions de dollars seront investis dans ce programme au cours des prochaines décennies. Énergie NB prévoit également dépenser 10 millions de dollars cette année et 260 millions de dollars au cours des prochaines années pour remplacer de l'équipement de protection et de contrôle dans le cadre de son programme de mise à niveau de l'infrastructure de protection et de contrôle.
- [39] L'augmentation de la demande pour des sources de financement entraîne un besoin accru de garantir que les fonds sont dépensés prudemment. Toutefois, selon le témoignage et les preuves d'Énergie NB, la Commission ne comprend pas clairement comment la société mesure la valeur et le succès de programmes, comme le programme de prolongation de la durée de vie des lignes ou le programme de remplacement de l'équipement de protection et de contrôle.
- [40] La Commission s'attend à ce qu'Énergie NB démontre, lors de futures audiences, qu'elle a mis en place des objectifs et des critères mesurables pour évaluer si les investissements en immobilisations ont produit ou produisent les avantages opérationnels et financiers escomptés.

5 Étude sur les services accessoires relatifs à la puissance

- [41] Énergie NB est tenue de fournir, sur demande, un service de transport et des services accessoires aux participants au marché. Ces services sont nécessaires pour maintenir la fiabilité et la stabilité du réseau. Ils comprennent la commande de production automatique,

le suivi de charge et la capacité de réserve. Ces services et les tarifs connexes sont décrits dans les annexes du TART.

- [42] Cette section résume certaines questions et preuves relatives aux méthodologies d'établissement des tarifs de chaque annexe et aborde les augmentations tarifaires.

5.1 Méthodologies d'établissement des tarifs

- [43] Lorsqu'elle approuve des augmentations tarifaires, la Commission doit tenir compte non seulement des besoins en revenus afférents au transport sous-tendant les augmentations, mais aussi des méthodologies utilisées pour établir les tarifs. Énergie NB utilise actuellement une méthodologie appelée la méthode du coût de remplacement.
- [44] Dans l'instance 513, la Commission a ordonné à Énergie NB de soumettre une proposition pour étudier d'autres méthodologies d'établissement des tarifs pour les services accessoires fondés sur la capacité des annexes 3, 5 et 6 du TART. La Commission a fini par approuver une proposition visant à étudier les trois méthodologies suivantes :
- a) **la méthode du coût de remplacement** : cette méthode estime les coûts fixes d'une nouvelle ressource supplémentaire qui pourrait fournir le service et intègre ces coûts dans le calcul des tarifs proposés;
 - b) **la méthode des coûts intégrés** : cette méthode utilise les coûts fixes des ressources déjà présentes sur le réseau qui peuvent raisonnablement être attribués à la prestation de services accessoires visés par l'évaluation des tarifs;
 - c) **la méthode du coût marginal** : cette méthode utilise le coût opérationnel de la prestation d'une quantité supplémentaire ou marginale des services visés par l'évaluation.
- [45] Dans la présente instance, la méthodologie d'établissement des tarifs a fait l'objet d'une quantité importante de preuves d'experts, de témoignages et de plaidoiries finales. Plus particulièrement, un débat a eu lieu concernant l'utilisation de la « méthode des coûts intégrés » ou de la « méthode du coût de remplacement ». Lorsqu'ils sont pertinents, les motifs de sélection d'une méthodologie d'établissement des tarifs donnée par la Commission sont indiqués ci-dessous.

5.2 Annexe 1

- [46] Le réseau de transport est exploité par l'exploitant du réseau, Énergie NB. Ses activités sont financées par les utilisateurs du réseau et du service point à point. Les tarifs de l'exploitant du réseau sont énoncés dans l'annexe 1.
- [47] Les coûts d'exploitation de l'exploitant du réseau représentent une partie de ses besoins en revenus afférents au transport. La Commission a ordonné qu'un changement soit apporté au crédit pour les postes vacants pour les raisons susmentionnées. La Commission ordonne à Énergie NB de recalculer les tarifs pour les services à l'annexe 1 en fonction du nouveau crédit pour les postes vacants et elle approuvera les tarifs de l'annexe 1 après réception de ce dépôt.

5.3 Annexe 2

- [48] L'annexe 2 concerne les services de fourniture de puissance réactive et de régulation de la tension. Énergie NB calcule ces coûts à l'aide de la méthode du coût de remplacement.
- [49] En s'appuyant sur la méthode du coût de remplacement, Énergie NB propose de faire passer les tarifs des services de l'annexe 2 de 0,127 \$/kW par mois à 0,223 \$/kW par mois pour le service réseau et de 0,146 \$/kW par mois à 0,251 \$/kW par mois pour le service point à point.
- [50] Les coûts estimatifs de remplacement sont récents et fondés sur le prix du projet d'immobilisations STATCOM récemment approuvé. L'augmentation tarifaire proposée par Énergie NB n'a fait l'objet d'aucune contestation. Aucune partie n'a remis en question l'utilisation de la méthode du coût de remplacement pour les services de l'annexe 2.
- [51] La Commission accepte les tarifs tels que proposés.

5.4 Annexe 3(c)

- [52] L'annexe 3(c) concerne la commande de production automatique et le suivi de charge pour les producteurs d'énergie éolienne. Les particularités de l'éolien sont telles que l'exploitant du réseau offre un tarif distinct pour ce type de production très variable.
- [53] Comme pour d'autres services, les producteurs peuvent fournir leur propre commande de production automatique ou suivi de charge. Dans cette région, une grande partie de ce service est auto-approvisionnée ou fournie par Énergie NB dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie.

- [54] En utilisant la méthode de modélisation précédemment approuvée par la Commission, Énergie NB estime maintenant que le coût de ce service est supérieur à celui calculé auparavant. Énergie NB propose donc de faire passer le tarif de 1,25 \$/MWh à 1,31 \$/MWh.
- [55] Aucune partie n'a remis en question le tarif ou la méthodologie. La Commission approuve le tarif proposé.

5.5 Annexes 3(a), 3(b), 5 et 6

- [56] Les annexes 3(a), 3(b), 5 et 6 concernent les services de commande de production automatique et de suivi de charge pour les producteurs d'énergie autre qu'éolienne ainsi que de réserve synchrone et de réserve supplémentaire.
- [57] Jusqu'à maintenant, les tarifs pour ces services étaient dérivés des estimations de coûts obtenues par l'utilisation de la méthodologie décrite ci-dessus.
- [58] Les résultats de l'étude de méthodologies d'établissement des tarifs ordonnée par la Commission dans l'instance 513 et déposée avec la présente demande suggèrent que la méthode des coûts intégrés et la méthode du coût marginal produiraient toutes deux des tarifs inférieurs pour ces services accessoires. Néanmoins, Énergie NB propose de continuer d'utiliser la méthode du coût de remplacement.
- [59] Énergie NB a retenu les services du cabinet Energy and Environmental Economics (E3) pour examiner l'utilisation des trois méthodes (des coûts intégrés, du coût de remplacement et du coût marginal) et formuler des recommandations sur la meilleure méthode pour établir les tarifs des services accessoires fondés sur la capacité.
- [60] Zachary Ming, un expert de la réglementation des services publics d'électricité et, en particulier, de la conception tarifaire et de l'établissement des tarifs des services accessoires chez E3, a souligné que la méthode des coûts intégrés est de loin la plus communément adoptée par les services publics nord-américains dont les coûts des services sont réglementés. Il a expliqué que la méthode des coûts intégrés facilite la comparaison entre les clients groupés d'Énergie NB et les autres clients du TART puisque les clients d'Énergie NB paient au bout du compte les coûts intégrés de la production d'Énergie NB.
- [61] M. Ming a recommandé que la méthode des coûts intégrés soit adoptée pour l'établissement des tarifs des services accessoires fondés sur la capacité. La méthode actuelle des coûts intégrés utilisée par Énergie NB pour d'autres services utilise uniquement des coûts fixes. Il a suggéré une méthode des coûts intégrés modifiée qui

comprendrait des coûts variables supplémentaires associés à la prestation des services accessoires.

- [62] Énergie NB s'oppose aux recommandations de M. Ming. Elle soutient que la stabilité des tarifs devrait être la priorité absolue. La méthode des coûts intégrés s'appuie sur les coûts des ressources de production existantes fournissant les services. Énergie NB reconnaît que l'utilisation de la méthode des coûts intégrés ferait diminuer les tarifs à court terme, mais elle soutient que cette méthode les ferait augmenter au cours des prochaines années en raison des investissements qu'elle doit effectuer dans ses actifs de production. Selon Énergie NB, l'utilisation continue de la méthode du coût de remplacement favoriserait une meilleure stabilité des tarifs à l'avenir.
- [63] M. Madsen a été mandaté par l'intervenant public pour donner son avis sur la méthodologie d'établissement des tarifs la plus appropriée. Il s'est dit en accord avec Énergie NB et a averti que l'adoption de la méthode des coûts intégrés pourrait introduire un risque de volatilité future en raison de l'investissement prévu dans les actifs de production.
- [64] La Commission reconnaît que la stabilité est un facteur important dans l'établissement des tarifs. Il est également important que les tarifs ne soient pas inutilement trop élevés. L'utilisation continue de la méthode du coût de remplacement donnerait lieu à des tarifs supérieurs à ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts actuels de la fourniture de ces services accessoires pour l'unique raison d'éviter un éventuel choc tarifaire. La Commission ne suivra pas cette approche.
- [65] La méthode des coûts intégrés est la plus appropriée pour établir les tarifs des services accessoires. La Commission ordonne à Énergie NB de déposer à nouveau ses tarifs pour les services accessoires fondés sur la capacité des annexes 3(a), 3(b), 5 et 6 en utilisant la méthode des coûts intégrés. Quant aux modifications suggérées par M. Ming, la Commission ne dispose d'aucune preuve lui permettant d'évaluer les résultats. Si Énergie NB souhaite suggérer des modifications à la méthode des coûts intégrés dans le cadre de ses futures demandes, elle est libre de le faire.
- [66] Dans son plaidoyer final, Énergie NB a allégué que tout changement à la méthodologie d'établissement des tarifs devrait être accompagné d'un engagement de la part de la Commission à maintenir cette méthodologie à l'avenir, même si elle engendre des tarifs supérieurs à l'avenir.
- [67] La Commission déterminera la méthodologie appropriée à utiliser et les tarifs à appliquer selon les preuves qui lui seront présentées lors des futures audiences. La Commission ne

juge pas qu'il est pertinent, pour le moment, d'établir à l'avance la méthodologie à utiliser pour toutes les demandes futures.

5.6 Pénalité pour facteur de puissance

- [68] Le TART comprend une pénalité pour facteur de puissance qui est appliquée pour tout mois où un client du réseau de transport payant pour le service réseau a un facteur de puissance de moins de 90 %. Les revenus prévus des pénalités pour facteur de puissance sont soustraits du processus de besoins en revenus bruts.
- [69] Les revenus prévus sont de 1,4 million de dollars par année. Le taux de pénalité est de 11,532 \$/kVA. Il s'agit de quatre fois le tarif du réseau par kVA supérieur à la demande en kW.
- [70] Aucune partie n'a contesté le taux de pénalité pour facteur de puissance. La Commission l'approuve tel qu'il a été déposé.

6 Modifications au tarif

- [71] Depuis la dernière demande d'Énergie NB, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis a émis plusieurs ordonnances modifiant le « TART *pro forma* ». Le TART *pro forma* est le tarif de transport standard établi par la FERC. Il présente les conditions et les modalités minimales que les services publics doivent respecter pour offrir un service d'accès au réseau. Puisque le réseau de transport d'Énergie NB fait partie du réseau interconnecté de l'Amérique du Nord, Énergie NB met le TART à jour pour refléter ces modifications. Cette approche permet de maintenir l'accès au marché et favorise l'exploitation uniforme du réseau partout en Amérique du Nord. Énergie NB doit également respecter certaines obligations de réciprocité pour exporter de l'électricité aux États-Unis.
- [72] Dans la présente demande, Énergie NB propose de modifier le TART en vue de refléter les modifications pertinentes apportées au tarif *pro forma* de la FERC. Ci-dessous se trouve un résumé des ordonnances modifiées ou des nouvelles ordonnances de la FERC relevées par Énergie NB et des réponses de cette dernière :
 - 1. **Ordonnance 881 de la FERC – gestion des tarifs des lignes de transport.** Cette ordonnance de la FERC porte sur l'exactitude et la transparence des tarifs des lignes de transport. Énergie NB propose d'incorporer, avec des modifications mineures, la quasi-totalité des conditions décrites à la pièce jointe M *pro forma* afin de refléter ces pratiques d'exploitation précises.

2. **Ordonnance 895 de la FERC – partage de renseignements liés au crédit.** Cette ordonnance de la FERC exige que les organismes régionaux de transport et les exploitants de réseaux indépendants adoptent des dispositions tarifaires permettant à ces entités de communiquer des renseignements liés au crédit concernant les participants au marché. Énergie NB propose d'adopter un libellé semblable à celui approuvé par la FERC dans le cadre du dépôt de conformité effectué par le California Independent System Operator.
3. **Ordonnances 896, 901 et 909 de la FERC – normes de fiabilité.** Ces ordonnances de la FERC établissent de nouvelles normes de fiabilité, ou modifient les normes existantes, afin de répondre aux préoccupations en matière de planification et de fiabilité découlant des changements climatiques et des phénomènes météorologiques extrêmes ainsi que l'augmentation des ressources liées à des onduleurs connectés au réseau de transport. Énergie NB a affirmé que ces ordonnances n'ont aucune incidence sur le libellé de son TART et ne propose donc aucune modification pour le moment.
4. **Ordonnance 904 de la FERC – compensation de la puissance réactive dans la plage de facteur de puissance standard.** Cette ordonnance de la FERC élimine la récupération des coûts pour les installations de production fournissant de la puissance réactive dans une plage standard de facteur de puissance au motif qu'une telle compensation dans ces circonstances présente un risque de surcompensation et de distorsion du marché. Énergie NB ne propose pas d'adopter cette modification, car les préoccupations en question ne s'appliquent pas à elle. L'exploitant du réseau d'Énergie NB calcule actuellement les besoins en alimentation en puissance réactive à l'échelle du réseau dans le cadre de ses processus de planification et de stabilité, et ce service n'a aucune incidence sur les revenus d'Énergie NB.
5. **Ordonnances 2023 et 2023-A de la FERC – améliorations des procédures et accords d'interconnexion de production.** Cette ordonnance de la FERC vise à réduire les retards d'interconnexion aux États-Unis. Énergie NB propose diverses modifications pour accélérer le processus d'interconnexion, mais elle n'est pas en faveur de mettre en place des pénalités dans son processus pour le moment. De façon générale, les mêmes préoccupations en matière de retards ne s'appliquent pas à Énergie NB.
6. **Ordonnance 1920 de la FERC.** Cette ordonnance de la FERC réforme les exigences régionales et locales existantes en matière de planification et de répartition des

coûts du transport et définit certaines exigences en matière de planification du transport. Énergie NB ne propose pas de modifier son TART en réponse à l'ordonnance 1920 de la FERC. Elle souligne que plusieurs procédures en révision judiciaire ont été entamées contestant la validité de l'ordonnance 1920 de la FERC et, selon elle, il serait prématuré de modifier son TART. Elle mentionne également que les enjeux sous-tendant l'ordonnance 1920 de la FERC ne sont pas présents au Nouveau-Brunswick. Elle continue de suivre l'état des réformes découlant de l'ordonnance 1920 de la FERC.

7. **Ordonnance 676-K de la FERC.** Cette ordonnance porte sur les normes relatives aux pratiques commerciales comprises dans les conditions générales du système OASIS. Énergie NB travaille sur un projet OASIS et affirme que les modifications n'ont aucune incidence sur elle. Énergie NB ne propose aucune modification pour le moment.

- [73] Énergie NB a également proposé d'autres modifications visant à corriger des problèmes avec son tarif qui, selon elle, sont nécessaires pour préciser ou rectifier certaines parties du tarif existant.
- [74] Énergie NB a déposé le rapport indépendant de Suedeen Kelly. M^{me} Kelly a été déclarée apte à donner un avis d'expert concernant le tarif *pro forma* d'accès au réseau de transport de la Federal Energy Regulatory Commission ainsi que les politiques et les exigences de réciprocité de la FERC. M^{me} Kelly a témoigné que, selon elle, les modifications proposées par Énergie NB dans la présente demande respectent ou dépassent le TART *pro forma* modifié de la FERC et que toute divergence au TART *pro forma* serait acceptable aux termes des politiques de réciprocité de la FERC.
- [75] Aucune partie n'a contesté les modifications proposées au TART ni la décision de n'apporter aucune modification en réponse à une ordonnance donnée de la FERC.
- [76] La Commission approuve les modifications telles qu'elles sont proposées.

7 Autres questions

- [77] Le calendrier de la récente demande générale de tarifs de l'instance EL-003-2025 et de la présente demande de tarifs de transport a créé une complication pour la Commission et les intervenants. La demande générale de tarifs comportait une proposition de budget pour l'exploitation du réseau de transport comprenant une augmentation du personnel et des dépenses. En s'appuyant sur les preuves disponibles dans cette instance, la Commission a examiné le budget et rendu sa décision.

- [78] Le même budget a dû être présenté dans la présente instance et examiné de nouveau, mais cette fois-ci avec des intervenants, des témoins et des témoignages différents. La Commission aurait raisonnablement pu juger que certaines des dépenses qu'elle a estimées prudentes dans le cadre de la demande générale de tarifs étaient imprudentes à la lumière des nouvelles preuves présentées dans la présente instance.
- [79] La demande générale de tarifs a également supposé une augmentation des dépenses de transport sans augmentation correspondante des revenus de transport. Par conséquent, les tarifs dans la province ont été établis selon l'hypothèse que les tarifs de transport ne seraient pas augmentés et que les clients du réseau de transport n'auraient pas à couvrir leur part des coûts supérieurs. Énergie NB a reconnu que les tarifs proposés dans la présente demande généreraient 5 millions de dollars en revenus qui n'étaient pas comptabilisés dans la demande générale de tarifs.
- [80] De toute évidence, cette situation n'est pas satisfaisante.
- [81] M. Madsen a proposé de résoudre ce problème de calendrier à l'avenir en combinant la demande générale de tarifs et la demande de modification du TART en un seul processus d'audience. Il a suggéré que certains gains d'efficacité pourraient être réalisés par la tenue d'une audience de plus grande taille. Dans son plaidoyer final, Énergie NB s'est dite préoccupée par l'affirmation qu'une audience de plus grande taille serait plus efficace. La Commission partage cette préoccupation.
- [82] M. Furey a indiqué à la Commission que la société évaluait différentes solutions à ce problème de calendrier. La Commission est d'avis qu'Énergie NB ne devrait plus s'attendre à augmenter ses besoins en revenus afférents au transport sans une demande correspondante visant à modifier ses tarifs de transport.

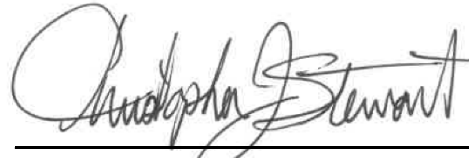
8 Conclusion, ordonnances et directives

- [83] En fonction de ce qui précède, la Commission rend les conclusions, les ordonnances et les directives suivantes :
- a) les besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB pour l'exercice 2026-2027 sont approuvés sous réserve d'une réduction de 300 000 \$ du crédit pour les postes vacants;
 - b) il est ordonné à Énergie NB de recalculer ses besoins en revenus et les tarifs résultants en fonction des besoins en revenus réduits établis au paragraphe a);

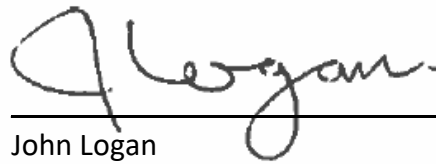
- c) la Commission estime que la méthode des coûts intégrés est la méthode d'établissement des tarifs appropriée pour les services accessoires basés sur la capacité. La Commission évaluera la méthodologie appropriée en fonction des preuves qui lui sont présentées à chaque procédure et elle refuse d'ordonner que la méthode des coûts intégrés soit toujours utilisée à l'avenir. Il est ordonné à Énergie NB de recalculer ses tarifs pour les services des annexes 3(a), 3(b), 5 et 6 en fonction de la méthode des coûts intégrés décrite dans son étude de 2025 sur les services accessoires fondés sur la capacité déposée comme pièce NPB 1.25 et particulièrement dans le modèle déposé comme pièce NBP 1.27 – CBAS Study 1 Embedded Cost;
- d) les tarifs du service de transport figurant aux annexes 7 et 8 et à la pièce jointe H du TART NB et au tableau 5.02 de la preuve à l'appui d'Énergie NB sont approuvés;
- e) le taux des frais de soutien autres qu'en capital de 4,61 % figurant à l'annexe 9 du TART NB est approuvé;
- f) la pénalité pour facteur de puissance de 11,532 \$/kVA, contenue dans les sections 24.3 et 36.6 du TART NB proposé, est approuvée;
- g) le tarif pour la commande de production automatique et le suivi de charge pour les producteurs d'énergie éolienne, contenu dans l'annexe 3(c) du TART NB proposé, est approuvé;
- h) les modifications au TART proposées dans la pièce NBP 1.39 – TART NB 2026 (version annotée) sont approuvées;
- i) à la suite du dépôt des besoins en revenus révisés et des tarifs proposés, ainsi que des calculs justificatifs, imposés aux alinéas b) et d), la Commission examinera cette information et rendra une ordonnance établissant les tarifs pour les annexes 1, 3(a), 3(b), 5 et 6 ainsi que leur date d'entrée en vigueur.

Instance EL-004-2025 – Énergie NB - besoins en revenus de transport et son tarif d'accès au réseau de transport pour 2026-27

Fait à Saint John, au Nouveau-Brunswick, ce 29^e jour de septembre 2026.



Christopher J. Stewart
Président



John Logan
Membre



Kenneth McCulloch, c.r.
Membre