

Projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau

Chapitre 2

Volume I : Rapport d'information indépendant

Table des matières

Faits saillants du chapitre 2	3
Aperçu des résultats	4
Introduction	5
Identification d'un besoin de capacités supplémentaires	6
Définition précoce de la technologie préférée	8
Élaboration du modèle de livraison	9
Processus d'approvisionnement et de sélection	11
Gouvernance et surveillance	12
Risque réglementaire	13
Risques financiers et contractuels	14
Risques liés au partenariat avec les communautés autochtones	15
Risques environnementaux et risques liés à la fin du terme	16
Suivi et plans d'urgence	17
Conclusion	18
Annexe I : Lettre d'Énergie NB	19
Annexe II : Réponse à la lettre d'Énergie NB (Annexe I)	22
Annexe III : Résumé chronologique	26
Annexe IV : Rapport d'information indépendant	27

Énergie NB

**PROJET SUR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES
ET LA SÉCURITÉ DU RÉSEAU**

PROJET SUR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA SÉCURITÉ DU RÉSEAU

Faits saillants du chapitre 2

Absence d'analyse approfondie lors du choix de la technologie des turbines à combustion	Entente signée avant l'approbation réglementaire et sans qu'un plan d'urgence ait été mis en place	Absence d'éléments probants pour étayer les hypothèses formulées dans le cadre de la décision entre le modèle de propriété ou de partenariat
Approvisionnement a devancé la gouvernance	Énergie NB est exposée à des risques financiers et contractuels	Le cadre de gouvernance habituel non respecté

CONCLUSION GÉNÉRALE : Énergie NB a fait avancer le projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau en prenant des décisions clés avant que l'analyse justificative, les processus de gouvernance et les exigences réglementaires ne soient pleinement pris en compte. Des choix cruciaux ont été faits sans tenir compte des risques importants.







En résultat, Énergie NB a assumé des risques de gouvernance, des risques financiers et des risques contractuels à long terme. Cette approche a augmenté l'exposition à l'incertitude en matière de coûts et de réglementation et a réduit l'assurance que les risques pour les consommateurs d'électricité ont été entièrement déterminés, évalués et gérés aux principaux points de décision.

Aperçu des résultats

PROJET SUR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA SÉCURITÉ DU RÉSEAU

Énergie NB s'est engagée dans un projet à long terme avant que les principaux risques aient été résolus



CONSTATATIONS	
	La direction recommande l'acquisition de 400 MW d'électricité en quatre ans
	L'analyse des solutions de recharge à la technologie de combustion a été effectuée après la signature de l'entente de paiement de droits
	Aucun devis de fournisseur n'a été obtenu pour appuyer les hypothèses de la direction présentées au conseil d'administration d'Énergie NB
	Il s'est avéré que le modèle de partenariat coûte jusqu'à 700 millions de dollars de plus que le modèle de propriété
	Les exigences de la politique interne en matière de diligence raisonnable pour les projets d'investissement n'ont pas été respectées pour un projet de plus de 2,8 milliards de dollars
	Le partenariat de participation autochtone n'a pas été mis en place comme requis
	L'approbation réglementaire du projet d'investissement n'a pas été obtenue avant la signature de l'entente de paiement de droits
	Absence de plan d'urgence en cas de refus ou de retard du projet par la Commission de l'énergie et des services publics

Introduction

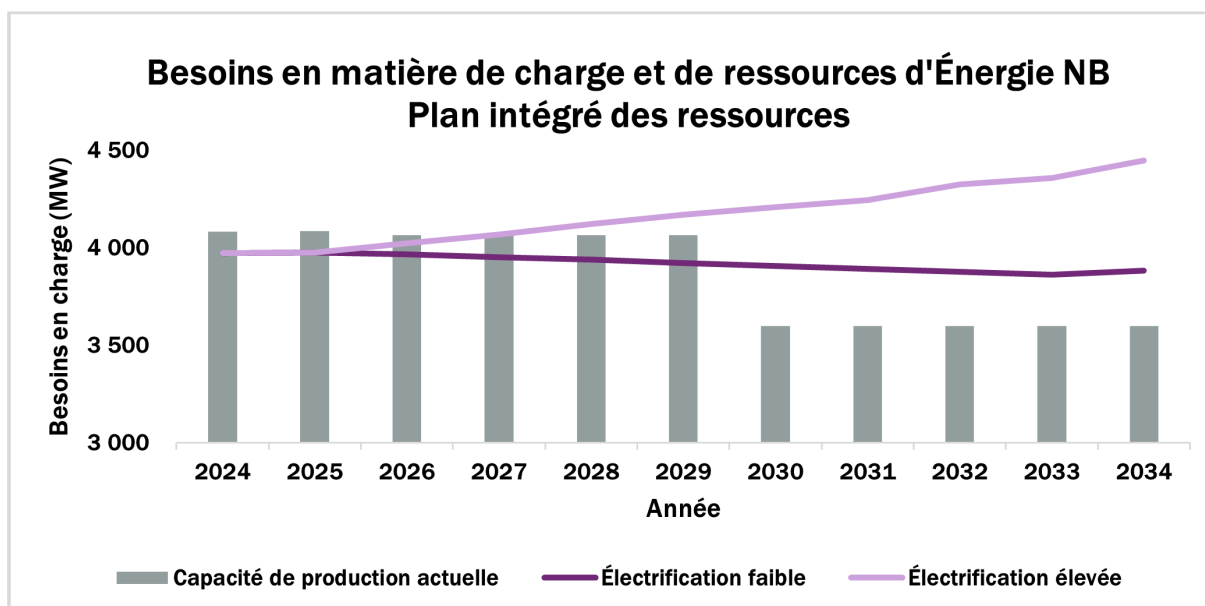
- 2.1** Énergie NB est une société de la Couronne provinciale chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick. À ce titre, ses décisions concernant les nouvelles ressources de production ont des répercussions importantes sur la fiabilité du réseau, la planification à long terme et les coûts de l'électricité pour les Néo-Brunswickois.
- 2.2** Le présent rapport examine le projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau (RIGS) d'Énergie NB et une entente de paiement de droits (entente) connexe de 25 ans exécutés avec RIGS Energy Atlantic Limited Partnership, une filiale de ProEnergy, le 2 juillet 2025.
- 2.3** Le projet RIGS est une initiative proposée visant à ajouter une capacité de production répartissable d'environ 400 MW au moyen de turbines à combustion bicom bustibles, dont la date d'exploitation cible est le 1^{er} août 2028 et dont les coûts devraient dépasser 2,8 milliards de dollars.
- 2.4** La question centrale n'est pas de savoir si Énergie NB faisait face à un besoin légitime de capacité de production supplémentaire, mais si les décisions qui en découlent ont été prises dans un ordre judiciaire, avec une analyse justificative suffisante, une gouvernance appropriée et une compréhension adéquate des risques assumés.

TRAVAUX EFFECTUÉS

- 2.5** Le présent rapport est de nature informative et ne fournit pas d'assurance d'audit. Notre travail a consisté à examiner la documentation fournie par Énergie NB à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP), la documentation interne, ainsi qu'à mener des entretiens avec le personnel et les dirigeants.

Identification d'un besoin de capacités supplémentaires

- 2.6 Le point de départ du projet sur l'intégration des énergies renouvelables et de sécurité du réseau (RIGS) a été la planification à long terme d'Énergie NB.
- 2.7 La planification à long terme est principalement guidée par le *plan intégré des ressources* qui établit des stratégies à long terme en matière d'électricité, y compris la demande prévue, les besoins en ressources et les principes directeurs pour les investissements futurs et les décisions réglementaires.
- 2.8 Dans le *plan intégré des ressources* publié en juillet 2023, Énergie NB a prévu que la province serait confrontée à de futures pénuries de capacité.
- 2.9 Le moment de la pénurie dépend de la rapidité de la croissance de la demande d'électricité. Dans le cadre d'un scénario d'électrification faible, la pénurie était prévue autour de 2030. Dans le cadre d'un scénario d'électrification élevée, la pénurie est prévue dès 2027.

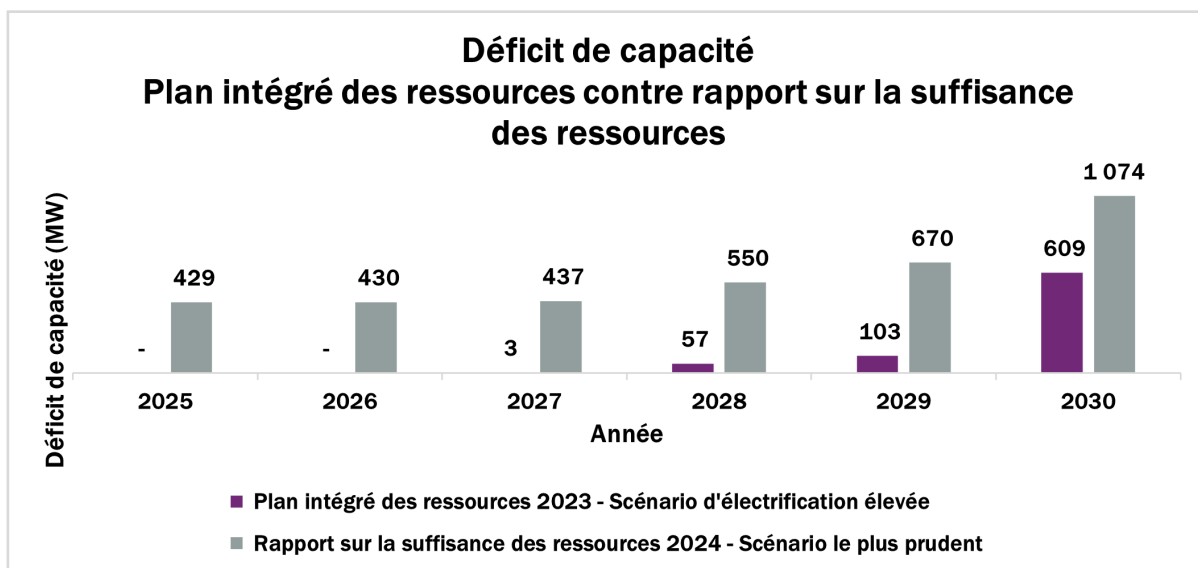


Source : Préparé par VGNB à partir des données d'Énergie NB (non auditées)

- 2.10 De plus, Énergie NB a publié un *rapport sur la suffisance des ressources* le 18 mars 2024, qui mettait l'accent sur les besoins opérationnels à court terme et qui a été utilisé pour déterminer les insuffisances de capacité potentielles et le moment où des ressources supplémentaires pourraient être nécessaires.

2.11 Le rapport sur la suffisance des ressources d'Énergie NB a conclu que le besoin d'approvisionnement supplémentaire pourrait survenir plus tôt que prévu dans le scénario d'électrification élevée du plan intégré des ressources.

2.12 Sur la base d'hypothèses actualisées relatives à la croissance démographique, à l'électrification et au vieillissement des actifs, le rapport indiquait qu'une lacune en matière de capacité pourrait apparaître dès 2025 dans le cadre du scénario le plus prudent.



Source : Préparé par VGNB à partir des données d'Énergie NB (non auditées)

2.13 Le rapport recommande qu'Énergie NB commence immédiatement à obtenir 400 MW de capacité supplémentaire d'ici 2028 et qu'elle entreprenne des travaux de développement pour les 600 MW supplémentaires qui pourraient être nécessaires d'ici 2030 environ.

Définition précoce de la technologie préférée

- 2.14** Bien que le besoin d'une capacité supplémentaire ait été identifié, notre travail soulève des préoccupations quant à la pertinence de l'analyse qui a éclairé la décision concernant le type de production à mettre en œuvre.
- 2.15** Les documents de planification d'Énergie NB pour 2023 font référence à une gamme de solutions possibles, y compris :
- le stockage en batterie
 - la conversion de la biomasse
 - les turbines à gaz à cycle combiné
 - turbines à combustion bicomcombustibles
 - réponse à la demande
 - importations
 - énergies renouvelables intermittentes (éolienne, solaire)
 - petits réacteurs modulaires
- 2.16** Bien que les documents de planification aient identifié des solutions potentielles et leur coût, ils ne comportaient pas d'analyse exhaustive des alternatives qui aurait permis de mettre en évidence les risques et les avantages de chaque technologie envisagée pour répondre au besoin spécifique de 400 MW de capacité supplémentaire d'ici 2028. Une ébauche de charte des projets d'immobilisations datée du 27 octobre 2023 indiquait que des turbines à combustion bicomcombustibles étaient nécessaires et que les autres formes de production n'entraient pas dans l'étendue d'application du projet.
- 2.17** La charte des projets d'immobilisations a été approuvée par le Comité stratégique de surveillance de la direction (CSSD) le 17 avril 2024.
- 2.18** Une analyse approfondie a ensuite été incluse dans le dépôt d'octobre 2025 d'Énergie NB auprès de la CESP. Toutefois, comme cette analyse a été réalisée après que l'orientation du projet avait déjà été établie et que l'entente avait été signée, elle ne démontre pas que les solutions de rechange ont été rigoureusement évaluées avant la décision d'aller de l'avant avec les turbines à combustion bicomcombustibles.

Élaboration du modèle de livraison

- 2.19** Une fois qu'Énergie NB a opté pour une solution de turbine à combustion, elle a dû déterminer comment le projet serait réalisé.
- 2.20** Une décision clé consistait à déterminer si Énergie NB serait directement propriétaire de l'installation ou si elle procéderait par l'entremise d'un partenariat dans lequel une tierce partie construirait, posséderait et exploiterait la centrale tandis qu'Énergie NB fournirait le combustible et achèterait toute la capacité et l'énergie en vertu d'un contrat à long terme.
- 2.21** En avril 2024, Énergie NB a terminé une comparaison préliminaire des modèles de propriété et de partenariat. Les deux scénarios de propriété ont donné lieu à des coûts inférieurs à ceux du scénario de partenariat, qui étaient entre 425 et 700 millions de dollars.

	(en millions de dollars)		
	Partenariat	Propriété (coûts d'exploitation faibles)	Propriété (coûts d'exploitation élevés)
Valeur actuelle nette	1 699 \$	1 478 \$	1 613 \$
Revenu annuel moyen requis	142 \$	114 \$	125 \$
Coût estimé du projet (calcul du VGNB basé sur les revenus annuels nécessaires sur une période de 25 ans)	3 550 \$	2 850 \$	3 125 \$
Impact à court terme sur les taux	1,5 %	2,0 %	2,1 %

- 2.22** Les documents préparés à l'intention du conseil d'administration d'Énergie NB (le Conseil) en mai 2024 comprenaient l'analyse des coûts et indiquaient qu'Énergie NB s'orientait déjà vers une structure de partenariat ayant les caractéristiques générales d'une entente de paiement de droits. Selon ce modèle, une tierce partie construirait, posséderait et exploiterait l'installation, et Énergie NB paierait pour l'électricité produite. Les étapes d'approvisionnement conformes à ce modèle se sont ensuite déroulées au cours de l'année 2024.
- 2.23** En novembre 2024, Énergie NB a officiellement recommandé au Conseil que le modèle de propriété ne soit pas poursuivi. Les raisons invoquées comprenaient le long délai de livraison de l'équipement, le risque lié au calendrier, les limites des ressources internes et les projets d'immobilisations concurrents.

- 2.24** Cependant, nous avons constaté qu'aucun devis direct de fournisseur n'avait été obtenu pour étayer le risque lié aux longs délais de livraison signalé dans le cadre d'un modèle de propriété.
- 2.25** Énergie NB n'a pas réalisé d'évaluation documentée de sa propre capacité organisationnelle à réaliser le projet dans le cadre d'un modèle de propriété.
- 2.26** L'approche du modèle de partenariat est devenue l'option préférée dans la pratique avant que la décision du modèle de propriété contre le modèle de partenariat n'ait été étayée par des preuves.

Processus d'approvisionnement et de sélection

- 2.27** Dans un délai de six mois, la charte des projets d'immobilisations a été approuvée et le promoteur retenu a été désigné.
- 2.28** Énergie NB a émis une demande de déclaration d'intérêt le 24 juin 2024, qui a pris fin le 9 août 2024.
- 2.29** Le 3 octobre 2024, le CSSD a approuvé le promoteur préféré et la stratégie de négociation.
- 2.30** Le 12 novembre 2024, le CSSD a approuvé l'application du modèle de partenariat et le choix du promoteur. Le 19 novembre 2024, le Conseil a ensuite approuvé la même orientation.
- 2.31** Le 28 mai 2025, le CSSD et le Comité de surveillance des risques financiers (CSRF) ont recommandé la signature de l'entente et Énergie NB a signé l'entente de 25 ans avec ProEnergy le 2 juillet 2025.
- 2.32** Plusieurs éléments clés étaient encore en évolution alors que l'approvisionnement était en cours. L'analyse justificative du modèle de prestation était incomplète, le cadre de gouvernance du projet n'était pas entièrement harmonisé avec les processus normalisés d'approbation des immobilisations d'Énergie NB, et l'incertitude réglementaire n'était toujours pas résolue.

Gouvernance et surveillance

- 2.33** Énergie NB a traité l'entente principalement comme un arrangement en matière d'approvisionnement plutôt que comme un projet d'immobilisations entrepris par Énergie NB elle-même. Par conséquent, le projet n'a pas été soumis à l'ensemble du cadre de gouvernance des investissements (CGI) comme on s'y attendrait dans le cas d'un engagement de capitaux important.
- 2.34** Notre rapport considère que cela est important parce que le CGI s'applique aux projets d'immobilisations sans égard au financement ou à la structure, et que l'entente représentait une obligation à long terme de 25 ans dont les coûts devaient dépasser 2,8 milliards de dollars.
- 2.35** Si environ 25 millions de dollars d'investissements connexes, notamment pour la modernisation du réseau de transport, aient suivi les voies de gouvernance établies, cela n'a pas été le cas pour l'engagement principal de RIGS.
- 2.36** Le projet étant considéré comme stratégique, la surveillance a été confiée au CSSD, dont le rôle consiste notamment à suivre la stratégie, le calendrier, les risques, la capacité organisationnelle et les communications au Conseil.
- 2.37** D'après les documents issus des réunions du Conseil et des comités, nous avons constaté qu'il existait peu d'éléments attestant d'une remise en question indépendante et rigoureuse des hypothèses, des alternatives ou des recommandations de la direction avant que les décisions ne soient prises.
- 2.38** La préoccupation générale est que le projet a été géré en dehors de la voie normale de gouvernance des capitaux de la société, même si la substance de l'engagement était comparable à un grand projet d'investissement.

Risque réglementaire

- 2.39** Énergie NB a signé l'entente avec ProEnergy le 2 juillet 2025. Le 23 juillet 2025, une requête a été déposée auprès de la CESP afin de déterminer si le projet relevait de la catégorie des projets d'investissement nécessitant une autorisation en vertu de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*.
- 2.40** Le 16 octobre 2025, la CESP a déterminé que le projet RIGS était un projet d'immobilisations et qu'Énergie NB devait obtenir l'approbation de la CESP avant d'aller de l'avant. Cela signifiait qu'Énergie NB avait déjà conclu une entente à long terme sans autorisation réglementaire.
- 2.41** Sans l'accord de la CESP pour poursuivre le projet avant la date d'exploitation commerciale visée du 1^{er} août 2028, l'entente obligerait Énergie NB à indemniser ProEnergy pour les coûts de construction anticipés, à hauteur de 55,1 millions de dollars américains.

Risques financiers et contractuels

2.42 Les risques financiers et contractuels de l'entente comprennent les exigences possibles pour Énergie NB à :

- fournir une garantie substantielle ou une assurance de performance
- effectuer des paiements mensuels complets pour la capacité, même lorsque l'installation ne peut pas produire d'électricité pour des raisons indépendantes de la volonté d'Énergie NB
- payer le combustible, qu'il soit consommé ou non
- payer les montants contestés avant le règlement des différends
- absorber les risques importants liés à la résiliation et à l'augmentation des coûts
- assumer les risques liés au calendrier de construction découlant de retards dans la livraison des équipements, sans compensation financière

2.43 Ces dispositions signifient que, bien que le projet soit structuré comme un partenariat, Énergie NB peut encore supporter de nombreux risques économiques normalement associés au modèle de propriété, tout en ne conservant pas le même degré de contrôle direct sur l'actif.

2.44 Afin de limiter les risques liés à la phase de construction, l'entente exigeait de ProEnergy une garantie d'exécution d'un montant de 46 millions de dollars américains, payable dans les 30 jours suivant la signature de l'entente. Cependant :

- Le paiement au titre de la garantie de rendement était exigible le 1^{er} août 2025, mais n'a pas été versé à Énergie NB.
- Une modification de l'entente a ensuite été approuvée et datée du 31 décembre afin de réduire l'exigence de garantie immédiate à 10 millions de dollars américains, le montant total de 46 millions de dollars américains ne devenant exigible qu'une fois certaines conditions remplies. En conséquence, le pouvoir contractuel d'Énergie NB pour obliger ProEnergy à respecter les étapes clés de la construction et le calendrier convenu s'est considérablement affaibli.

Risques liés au partenariat avec les communautés autochtones

2.45 Cette entente impose à ProEnergy de mettre en place un partenariat et un processus de consultation avec les communautés autochtones.

2.46 Les documents soumis au Conseil indiquaient que :

- ProEnergy avait conclu un partenariat de participation avec le North Shore Mi'kmaq Tribal Council (18 novembre 2024)
- Le North Shore Mi'kmaq Tribal Council deviendra un partenaire de participation (18 juin 2025)

2.47 Cependant, au moment où nous avons mené nos travaux, aucun partenariat avec les communautés autochtones n'avait encore été mis en place.

2.48 La modification apportée à l'entente en décembre 2025 permet à ProEnergy de se retirer du projet et de récupérer les coûts de phase préliminaire si un partenariat avec les communautés autochtones n'est pas finalisé d'ici-là mi-2026.

Risques environnementaux et risques liés à la fin du terme

- 2.49** Dans notre rapport nous nous demandons si tous les risques de l'entente ont été pleinement compris, évalués ou remis en question de manière adéquate avant l'exécution.
- 2.50** En vertu de l'entente, Énergie NB est responsable des coûts liés aux émissions, des risques liés à l'environnement et à la taxe sur le carbone, ainsi que des obligations futures en matière de conformité.
- 2.51** Au moment de la signature de l'entente, Énergie NB n'avait pas documenté une analyse complète des options de fin du terme. Au moment de notre examen, cette analyse n'était toujours pas terminée.
- 2.52** Étant donné la durée de 25 ans de l'entente, l'absence de preuves claires sur la planification de fin du terme est une préoccupation en matière de gouvernance.

Suivi et plans d'urgence

- 2.53** Puisque l'entente s'étend sur 25 ans, il est important de mettre en place un suivi rigoureux et des plans d'urgence. Énergie NB a indiqué qu'elle maintient un engagement régulier avec le promoteur et que l'entente prévoit un comité d'exploitation pendant la phase de livraison.
- 2.54** Cependant, notre examen n'a pas permis de mettre en évidence des attentes clairement documentées en matière de surveillance à long terme, notamment les obligations formelles du comité d'exploitation en matière de rapports, la responsabilité de l'examen et l'utilisation prévue des informations.
- 2.55** Au moment de notre examen, Énergie NB n'avait pas indiqué de plan d'urgence traitant de scénarios tels qu'une approbation de la CESP retardée ou refusée, une interruption de l'approvisionnement ou un risque de renégociation.
- 2.56** Notre travail conclut que les éléments clés de la surveillance à long terme et de la planification d'urgence n'étaient pas entièrement documentés au moment de notre examen.

Conclusion

- 2.57** Notre examen indique que des décisions clés, y compris la sélection de la technologie préférée, ont été prises avant que l'analyse justificative n'ait été achevée.
- 2.58** Le modèle de partenariat semble avoir pris de l'ampleur avant que la décision entre le modèle de propriété contre le modèle de partenariat ne soit pleinement approuvée.
- 2.59** L'approvisionnement a progressé alors que les principales questions de gouvernance n'étaient pas réglées.
- 2.60** Énergie NB a signé l'entente de 25 ans avant d'obtenir l'autorisation réglementaire de la CESP.
- 2.61** La succession de décisions clés a augmenté les risques liés à la gouvernance, aux finances et à la réglementation. En résumé, un besoin identifié du système a été traité par un processus de prise de décision qui n'a pas procédé dans l'ordre le plus clair ou le plus discipliné.

Annexe I : Lettre d'Énergie NB

(Traduction française de la lettre anglaise originale)

Bureau de la présidente-directrice générale

Le 17 avril 2026
Paul Martin, FCPA, FCA
Vérificateur général
Boîte postale 758
Fredericton (N.-B.) E3B 5B4

Cher M. Martin :

Énergie NB reconnaît le rôle important du Bureau du vérificateur général à l'appui de la responsabilisation et de la transparence de l'Assemblée législative. Nous reconnaissons également que le rapport intitulé *Projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau (RIGS)* a été préparé à titre de rapport d'information indépendant et qu'il ne constitue pas un audit ni n'exprime pas une opinion d'audit.

Dans le cadre de votre processus, Énergie NB a collaboré avec votre bureau pour confirmer l'exactitude factuelle des renseignements contenus dans le rapport. Dans ce contexte, Énergie NB souhaite faire la distinction entre la confirmation de l'exactitude de l'information factuelle son accord avec la manière dont le rapport présente les choses, accentue certains points ou tire des conclusions.

L'objectif de cette lettre est de mettre au dossier plusieurs considérations contextuelles qu'Énergie NB considère comme significatives pour une compréhension globale des décisions examinées. Cette correspondance n'a pas pour but de répéter ou de dupliquer les dépôts réglementaires, ni de commenter les questions qui sont devant la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick ou qui ont été tranchées par elle. Elle vise plutôt à présenter le contexte, le fondement analytique et les considérations de risque qui ont éclairé les décisions de la direction et du conseil d'administration au moment où elles ont été prises.

Contexte : Urgence et risque pour la fiabilité du système

Le rapport souligne que la légitimité du besoin d'une capacité de production supplémentaire n'est pas au cœur de ses conclusions. Énergie NB considère que ce contexte est important pour comprendre l'opportunité, la séquence et la nature des décisions prises.

Au début de 2024, Énergie NB était confrontée à un risque significativement accru de déficit en période de pointe hivernale, en raison d'une croissance de la demande plus élevée que prévu, d'une électrification accrue, d'une exposition à des événements de froid extrême et d'une disponibilité décroissante de certains actifs existants. Ces risques n'étaient pas abstraits. Au cours de l'événement de froid extrême de février 2023, le Nouveau-Brunswick a connu une demande de pointe hivernale record et a fonctionné près du seuil à partir duquel des interruptions de service auraient pu se produire. En l'absence de mesures opportunes, Énergie NB était confrontée à un risque crédible de

pannes de clients pendant les conditions de pointe hivernale extrême, à un moment où le service d'électricité est le plus critique pour la sécurité publique et l'activité économique.

Au même moment, les marchés des nouvelles capacités de production répartissables en Amérique du Nord ont été fortement contraints, avec de longs délais d'approvisionnement en matériel et une disponibilité limitée des fournisseurs. Dans ce contexte, toute action tardive entraînait un risque d'interruption de service pendant les périodes où l'électricité est la plus cruciale pour la sécurité en matière d'électricité et l'activité économique. J'ai personnellement discuté avec des PDG de services publics voisins qui nous envient notre prévoyance dans l'obtention de cet accord, y compris ses conditions et son prix favorables.

Évaluation des solutions de production alternatives

Le rapport indique que la technologie des turbines à combustion a été choisie avant que les solutions de rechange n'aient été rigoureusement évaluées. Le point de vue d'Énergie NB diffère à certains égards en ce qui concerne cette caractérisation.

Au moment où l'orientation technologique privilégiée a été établie au début de 2024, Énergie NB s'appuyait sur des analyses préalables approfondies, y compris le plan intégré des ressources de 2023 et les études externes connexes. Ces documents évaluaient une vaste gamme d'options relatives à l'offre et à la demande dans le cadre de multiples scénarios et horizons de planification. Les analyses ont toujours fait ressortir le besoin d'une capacité répartissable capable de fonctionner de façon fiable pendant les périodes de pointe de l'hiver.

Énergie NB s'est également appuyée sur une analyse d'experts concernant la contribution efficace des technologies de remplacement dans des conditions critiques pour le système. Ce travail a indiqué que les ressources renouvelables intermittentes et le stockage par batterie fournissent une capacité matériellement moins efficace pendant les événements de froid extrême et nécessiteraient un investissement beaucoup plus important pour atteindre un niveau de fiabilité équivalent.

Une analyse plus détaillée des solutions de remplacement propres à chaque projet a ensuite été formalisée dans le cadre des processus réglementaires. Ce travail a permis de documenter et d'affiner des conclusions qui étaient déjà comprises par la direction et le conseil d'administration au moment où les décisions clés ont été prises.

Modèle de livraison et répartition des risques

Le rapport insiste beaucoup sur la conclusion qu'un modèle de partenariat est plus coûteux que la propriété et qu'Énergie NB a assumé des risques semblables à ceux de la propriété sans exercer un contrôle proportionnel. Du point de vue d'Énergie NB, cette analyse ne reflète pas entièrement la répartition spécifique des risques intégrée dans l'entente de paiement de droits utilisé pour le projet RIGS. Les principaux risques souvent associés à la propriété, comme la hausse des coûts de construction, rendement, la disponibilité et le déclassement, ont été attribués de façon significative au promoteur dans le cadre du système de paiement de droits.

Dans ce cadre, les risques importants liés à la construction, au calendrier, rendement, à la disponibilité et au déclassement sont supportés par le propriétaire du projet. Les paiements de capacité sont soumis à des garanties de disponibilité. Le risque de hausse des coûts de construction pour les équipements majeurs est assumé par le promoteur et les obligations de paiement d'Énergie NB sont réduites ou excusées dans des circonstances définies.

Les comparaisons qui se concentrent principalement sur les coûts nominaux ou non actualisés peuvent surestimer les différences entre les modèles de prestation. Lorsqu'il est évalué sur la base de la valeur actualisée nette, l'écart est significativement réduit et devrait être pris en compte au même titre que les différences en matière de certitude du calendrier, de risque d'exécution et de capacité d'exécution interne.

En outre, être propriétaire n'était pas une solution viable au moindre coût dans le délai de la demande de capacité supplémentaire, car les composantes essentielles ne pouvaient pas être achetées par Énergie NB.

Considérations réglementaires

Énergie NB adopte un point de vue différent en ce qui concerne la caractérisation selon laquelle elle s'est engagée à conclure des ententes contractuelles avant que les considérations réglementaires ne soient abordées.

Énergie NB a demandé à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick de déterminer officiellement sa compétence avant que l'entente ne devienne exécutoire, et l'entente était expressément structurée de manière à ne pouvoir être mis en œuvre sans une décision des autorités de régulation.

Considérations relatives à la gouvernance et au processus

Le rapport décrit certains éléments de la gouvernance du projet comme des écarts par rapport aux pratiques habituelles. Énergie NB reconnaît que le projet RIGS a nécessité des adaptations aux processus conventionnels, en raison de l'urgence, de l'ampleur et du risque de fiabilité à l'échelle du réseau.

La surveillance a été assurée par des comités de gouvernance de la haute direction et par le conseil d'administration à de multiples points de décision. Les éléments du cadre d'investissement d'Énergie NB n'ont pas tous été appliqués dans leur forme habituelle. Ces adaptations reflétaient le jugement exercé en réponse à des conditions exceptionnelles du système.

Conclusion

Énergie NB reconnaît que les décisions complexes en matière d'infrastructure prises sous la pression du temps et d'un risque accru pour le système peuvent raisonnablement donner lieu à des points de vue divergents. En envoyant cette lettre, nous voulons nous assurer que le dossier reflète le contexte, le fondement analytique et les considérations de gestion des risques qui ont guidé l'élaboration du projet RIGS. Nous vous assurons qu'à tout moment, ces discussions ont été menées dans l'intérêt de nos clients.

Ces observations sont fournies dans le but de faire connaître le point de vue d'Énergie NB.

Cordialement,

Lori Clark

Présidente-directrice générale Énergie NB

Annexe II :

Réponse à la lettre d'Énergie NB (Annexe I)

La correspondance d'Énergie NB en réponse au rapport concernant le projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau (RIGS) est reproduite intégralement à l'Annexe I. Nous n'avons pas inséré nos commentaires dans cette lettre afin qu'elle puisse être lue telle que soumise. Toutefois, nous avons jugé nécessaire d'apporter des précisions supplémentaires et présentons ci-dessous nos commentaires distincts, en renvoyant aux paragraphes pertinents du rapport.

CONTEXTE : URGENCE ET RISQUES POUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU

La question centrale n'est pas de savoir si Énergie NB faisait face à un besoin légitime de capacité de production supplémentaire, mais si les décisions qui en découlent ont été prises dans un ordre judicieux, avec une analyse justificative suffisante, une gouvernance appropriée et une compréhension adéquate des risques assumés. (paragraphe 2.4)

Notre travail a consisté à examiner la documentation fournie par Énergie NB à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP), la documentation interne, ainsi qu'à mener des entretiens avec le personnel et les dirigeants. (paragraphe 2.5)

Nous avons constaté qu'aucun devis direct de fournisseur n'avait été obtenu pour étayer le risque lié aux longs délais de livraison signalé dans le cadre d'un modèle de propriété. (paragraphe 2.24)

Énergie NB n'a pas réalisé d'évaluation documentée de sa propre capacité organisationnelle à réaliser le projet dans le cadre d'un modèle de propriété. (paragraphe 2.25)

L'approche du modèle de partenariat est devenue l'option préférée dans la pratique avant que la décision du modèle de propriété contre le modèle de partenariat n'ait été étayée par des preuves. (paragraphe 2.26)

ÉVALUATION DES RESSOURCES DE PRODUCTION

Bien que les documents de planification aient identifié des solutions potentielles et leur coût, ils ne comportaient pas d'analyse exhaustive des alternatives qui aurait permis de mettre en évidence les risques et les avantages de chaque technologie envisagée pour répondre au besoin spécifique de 400 MW de capacité supplémentaire d'ici 2028. Une ébauche de charte des projets d'immobilisations datée du 27 octobre 2023 indiquait que des turbines à combustion bicom bustibles étaient nécessaires et que les autres formes de production n'entraient pas dans l'étendue d'application du projet. (paragraphe 2.16)

La charte des projets d'immobilisations a été approuvée par le Comité stratégique de surveillance de la direction (CSSD) le 17 avril 2024. (paragraphe 2.17)

Une analyse approfondie a ensuite été incluse dans le dépôt d'octobre 2025 d'Énergie NB auprès de la CESP. Toutefois, comme cette analyse a été réalisée après que l'orientation du projet avait déjà été établie et que l'entente avait été signée, elle ne démontre pas que les solutions de rechange ont été rigoureusement évaluées avant la décision d'aller de l'avant avec les turbines à combustion bicom bustibles. (paragraphe 2.18)

MODÈLE DE LIVRAISON ET RÉPARTITION DES RISQUES

En avril 2024, Énergie NB a terminé une comparaison préliminaire des modèles de propriété et de partenariat. Les deux scénarios de propriété ont donné lieu à des coûts inférieurs à ceux du scénario de partenariat, qui étaient entre 425 et 700 millions de dollars.

- Différence de la valeur actuelle nette (en millions de dollars) : 86 à 221
- Différence des coûts estimés du projet (en millions de dollars) : 425 à 700 (calcul du VGNB basé sur les revenus annuels nécessaires sur une période de 25 ans) (paragraphe 2.21)

Les risques financiers et contractuels de l'entente comprennent les exigences possibles pour Énergie NB à :

- fournir une garantie substantielle ou une assurance de performance
- effectuer des paiements mensuels complets pour la capacité, même lorsque l'installation ne peut pas produire d'électricité pour des raisons indépendantes de la volonté d'Énergie NB
- payer le combustible, qu'il soit consommé ou non
- payer les montants contestés avant le règlement de différends
- absorber des risques importants liés à la résiliation et à l'augmentation des coûts
- assumer les risques liés au calendrier de construction découlant de retards dans la livraison des équipements, sans compensation financière (paragraphe 2.42)

Ces dispositions signifient que, bien que le projet soit structuré comme un partenariat, Énergie NB peut encore supporter de nombreux risques économiques normalement associés au modèle de propriété, tout en ne conservant pas le même degré de contrôle direct sur l'actif. (paragraphe 2.43)

Afin de limiter les risques liés à la phase de construction, l'entente exigeait de ProEnergy une garantie d'exécution d'un montant de 46 millions de dollars américains, payable dans les 30 jours suivant la signature de l'entente. Cependant:

- Le paiement au titre de la garantie de rendement était exigible le 1^{er} août 2025, mais n'a pas été versé à Énergie NB.

- Une modification de l'entente a ensuite été approuvée et datée du 31 décembre afin de réduire l'exigence de garantie immédiate à 10 millions de dollars américains, le montant total de 46 millions de dollars américains ne devenant exigible qu'une fois certaines conditions remplies. En conséquence, le pouvoir contractuel d'Énergie NB pour obliger ProEnergy à respecter les étapes clés de la construction et le calendrier convenu s'est considérablement affaibli. (paragraphe 2.44)

CONSIDÉRATIONS RÉGLEMENTAIRES

Énergie NB a signé l'entente avec ProEnergy le 2 juillet 2025. Le 23 juillet 2025, une requête a été déposée auprès de la CESP afin de déterminer si le projet relevait de la catégorie des projets d'investissement nécessitant une autorisation en vertu de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*. (paragraphe 2.39)

Le 16 octobre 2025, la CESP a déterminé que le projet RIGS était un projet d'immobilisations et qu'Énergie NB devait obtenir l'approbation de la CESP avant d'aller de l'avant. Cela signifiait qu'Énergie NB avait déjà conclu une entente à long terme sans autorisation réglementaire. (paragraphe 2.40)

Sans l'accord de la CESP pour poursuivre le projet avant la date d'exploitation commerciale visée du 1^{er} août 2028, l'entente obligerait Énergie NB à indemniser ProEnergy pour les coûts de construction anticipés, à hauteur de 55,1 millions de dollars américains. (paragraphe 2.41)

CONSIDÉRATIONS EN MATIÈRE DE GOUVERNANCE ET DE PROCESSUS

Énergie NB a traité l'entente principalement comme un arrangement en matière d'approvisionnement plutôt que comme un projet d'immobilisations entrepris par Énergie NB elle-même. Par conséquent, le projet n'a pas été soumis à l'ensemble du cadre de gouvernance des investissements (CGI) comme on s'y attendrait dans le cas d'un engagement de capitaux important. (paragraphe 2.33)

D'après les documents issus des réunions du Conseil et des comités, nous avons constaté qu'il existait peu d'éléments attestant d'une remise en question indépendante et rigoureuse des hypothèses, des alternatives ou des recommandations de la direction avant que les décisions ne soient prises. (paragraphe 2.37)

La préoccupation générale est que le projet a été géré en dehors de la voie normale de gouvernance des capitaux de la société, même si la substance de l'engagement était comparable à un grand projet d'investissement. (paragraphe 2.38)

CONCLUSION

Énergie NB a fait avancer le projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau (RIGS) en prenant des décisions clés avant que l'analyse justificative, les processus de gouvernance et les exigences réglementaires ne soient pleinement pris en compte. Des choix cruciaux ont été faits sans tenir compte des risques importants.

En résultat, Énergie NB a assumé des risques de gouvernance, des risques financiers et des risques contractuels à long terme. Cette approche a augmenté l'exposition à l'incertitude en matière de coûts et de réglementation et a réduit l'assurance que les risques pour les consommateurs d'électricité ont été entièrement déterminés, évalués et gérés aux principaux points de décision. (Conclusion générale)

Notre responsabilité était de fournir des renseignements objectifs afin d'aider l'Assemblée législative dans son examen d'Énergie NB en ce qui concerne ce projet. Pour assurer la crédibilité du présent rapport, nous avons obtenu d'Énergie NB la confirmation de l'exactitude de l'information présentée. (Annexe IV)

Annexe III :

Résumé chronologique

- Juillet 2023 – Énergie NB a identifié les futures pénuries de capacité électrique grâce à une planification à long terme du réseau et a publié le *plan intégré des ressources*.
- Octobre 2023 – La technologie préférée (turbines à combustion bicomcombustible) a été identifiée dans la charte des projets avant la réalisation d’une analyse exhaustive des alternatives.
- 18 mars 2024 – Le *rapport sur la suffisance des ressources* a recommandé de garantir une capacité de production de 400 MW d’ici 2028.
- Avril-mai 2024 – Les dirigeants ont approuvé la charte des projets et le modèle de partenariat. L’analyse de la propriété a indiqué un coût inférieur à celui de l’option de partenariat.
- Juin-novembre 2024 – Le processus d’approvisionnement a progressé. Les dirigeants et le conseil d’administration ont approuvé ProEnergy comme partenaire préféré et ont renoncé à la propriété.
- 2 juillet 2025 – Énergie NB a conclu une entente de paiement des droits de 25 ans avec ProEnergy avant l’approbation réglementaire.
- 16 octobre 2025 – La Commission de l’énergie et des services publics (CESP) a déterminé que le projet est un projet d’immobilisations nécessitant une autorisation préalable.
- 31 décembre 2025 – Les modifications à l’entente sont signées, réduisant la sécurité de rendement. La question du partenariat avec les communautés autochtones reste en suspens.
- 1^{er} août 2028 (cible) – Date prévue de mise en service d’une capacité de production réglable d’environ 400 MW.

Annexe IV :

Rapport d'information indépendant

Ce rapport d'information indépendant a été préparé par le Bureau du vérificateur général du Nouveau-Brunswick au sujet d'Énergie NB et son projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau. Ce rapport ne constitue pas une vérification et n'exprime pas une opinion de vérification. Notre responsabilité était de fournir des renseignements objectifs afin d'aider l'Assemblée législative dans son examen d'Énergie NB en ce qui concerne ce projet. Pour assurer la crédibilité du présent rapport, nous avons obtenu d'Énergie NB la confirmation de l'exactitude de l'information présentée.

Ce rapport est réalisé sous l'autorité de la *Loi sur le vérificateur général*. Le Bureau du vérificateur général du Nouveau-Brunswick applique la Norme canadienne de gestion de la qualité 1 - Gestion de la qualité pour les cabinets qui réalisent des audits ou des examens d'états financiers, ou d'autres missions d'assurance ou de services connexes. Cette norme exige que notre bureau conçoive, mette en œuvre et exploite un système de gestion de la qualité, y compris des politiques ou des procédures concernant le respect des exigences éthiques, des normes professionnelles et des exigences légales et réglementaires applicables.

Dans l'exécution de notre travail, nous nous sommes conformés aux exigences en matière d'indépendance et aux autres exigences éthiques des Règles de déontologie des comptables professionnels agréés du Nouveau-Brunswick et du Code de déontologie du Bureau du vérificateur général du Nouveau-Brunswick. Les Règles de déontologie et le Code reposent sur les principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence professionnelle et de diligence, de confidentialité et de comportement professionnel.

DATE DU RAPPORT :

Nous avons terminé notre travail sur énergie NB et son projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau le 11 mai 2026, à Fredericton (Nouveau-Brunswick).