

Plan Intégré des Ressources 2026

Vers un avenir
plus propre



Énergie NB Power



Acronymes

CCSN – Commission canadienne de sûreté nucléaire
CESPNB – Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick
CNPL – Centrale nucléaire de Point Lepreau
CO₂e – Équivalent dioxyde de carbone
EIE – Étude d'impact sur l'environnement
GWh – Gigawattheure
kW – Kilowatt
Mt – Mégatonnes
MW – Mégawatt
MWh – Mégawattheure
NERC - North American Electric Reliability Corporation
NPCC – Northeast Power Coordinating Council
PIR – Plan intégré des ressources
RIGS – Projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau
VE – Véhicule électrique

Sommaire	4
1. Introduction	17
2. Situation actuelle.....	23
3. Planification du réseau.....	39
4. Approvisionnement en ressources.....	53
5. Analyse et résultats.....	62
6. Analyse des sensibilités.....	83
7. Conclusion	104
Annexe A – Changements par rapport au dernier plan intégré des ressources	112
Annexe B – Hypothèses clés	117
Annexe C – Considérations relatives aux politiques	121
Annexe D – Hypothèses économiques.....	129
Annexe E – Prévision des prix du combustible et du marché de l’électricité	132
Annexe F – Prévisions de la charge.....	136
Annexe G – Tableaux de prévision de la charge	150
Annexe H – Paramètres des coûts des projets et d’exploitation.....	152
Annexe I – Tableaux d’expansion.....	153

Sommaire

L'électricité influence tout ce que nous faisons. La direction que nous prenons aujourd'hui entraînera des répercussions sur la prochaine génération. Un réseau électrique abordable, propre et fiable est fondamental pour soutenir la population et l'économie du Nouveau-Brunswick dans un contexte énergétique en évolution. Le présent plan intégré des ressources (PIR) tient compte de l'incertitude afin de proposer différentes voies vers un réseau électrique résilient pour l'avenir.

Dynamiser notre avenir

Depuis plus de 100 ans, Énergie NB fournit une électricité sûre et fiable aux foyers, aux entreprises et aux institutions partout au Nouveau-Brunswick. Énergie NB est fière d'être la société d'électricité du Nouveau-Brunswick, responsable de la production, du transport et de la distribution. L'électricité fait partie intégrante de nos vies et de nos collectivités ; l'énergie que nous produisons et vendons est un moteur du développement environnemental, social et économique du Nouveau-Brunswick.

En 2023, en réponse aux changements perturbateurs auxquels font face les services publics, Énergie NB a publié « Dynamiser notre avenir - Plan stratégique 2023-2035 ». Énergie NB est engagée dans une transformation guidée par le rythme de la décarbonisation, un environnement concurrentiel et l'évolution des attentes des clients, tout en conciliant les coûts dans un contexte où les préoccupations liées à l'accessibilité financière augmentent chez les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises. Notre mission, en tant qu'entreprise, est d'offrir avec passion et engagement la meilleure expérience client possible, de garantir la sécurité énergétique et d'accélérer la transition vers une énergie propre et durable.

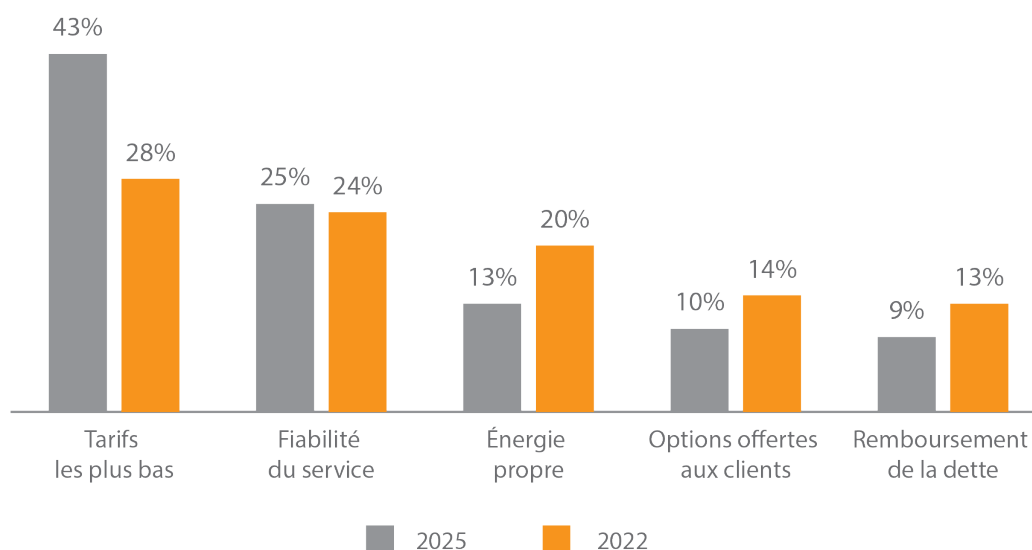
À titre de gestionnaire du réseau électrique, Énergie NB est tenue par la loi de soumettre un PIR au gouvernement du Nouveau-Brunswick tous les trois ans. Le PIR couvre une période de planification d'au moins vingt ans et repose sur les principes fondamentaux du service au moindre coût, de la durabilité économique et environnementale et de la gestion des risques. Il est important d'équilibrer ces principes avec le mandat d'Énergie NB de maintenir des tarifs stables et abordables pour les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises.

La *Loi sur l'électricité* exige que la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick tienne compte du PIR le plus récent lorsqu'elle prend des décisions concernant l'établissement des tarifs et les dépenses en immobilisations majeures. Bien que le présent plan appuie ce processus, il ne comprend pas d'information sur les tarifs d'électricité ni d'états financiers détaillés. Ces renseignements figurent dans le plan triennal d'Énergie NB, qui, conformément à la *Loi sur l'électricité*, doit être conforme au plus récent PIR.

Le PIR est un guide stratégique qui présente plusieurs options pour atteindre les objectifs stratégiques à long terme d'Énergie NB, soit assurer la sécurité énergétique tout en accélérant une transition vers une énergie propre et durable. Le PIR ne recommande pas l'approbation d'un portefeuille précis. L'objectif du plan est de fournir aux décideurs et aux responsables des politiques l'information dont ils ont besoin pour prendre des décisions clés qui auront une incidence sur la trajectoire du réseau électrique pour les générations à venir.

L'un des éléments clés de l'élaboration du PIR est la mobilisation des clients. Énergie NB a consacré plusieurs mois à échanger avec des parties intéressées partout dans la province, y compris les Premières Nations. Les résultats de cette mobilisation ont été clairs : les tarifs les plus bas constituent la priorité absolue, suivis de la fiabilité. Comme l'illustre la figure RS.1, Énergie NB a demandé aux Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises d'indiquer ce qui est le plus important pour eux en distribuant un total de 100 points de pourcentage à cinq priorités :

Figure ES.1: Ce qui est le plus important pour les clients – Sondage de mobilisation



Planification dans un contexte d'incertitude

La crise actuelle du pouvoir d'achat, la crise climatique qui se profile et les bouleversements du paysage géopolitique : nous vivons une époque marquée par l'incertitude.

Conformément au principe fondamental de la gestion des risques, Énergie NB adopte une approche fondée sur des scénarios afin de mettre à l'épreuve le réseau électrique dans différentes conditions. Cette approche établit un cadre stratégique souple, intégrant des options, afin d'appuyer la prise de décisions d'Énergie NB dans un contexte d'incertitude.

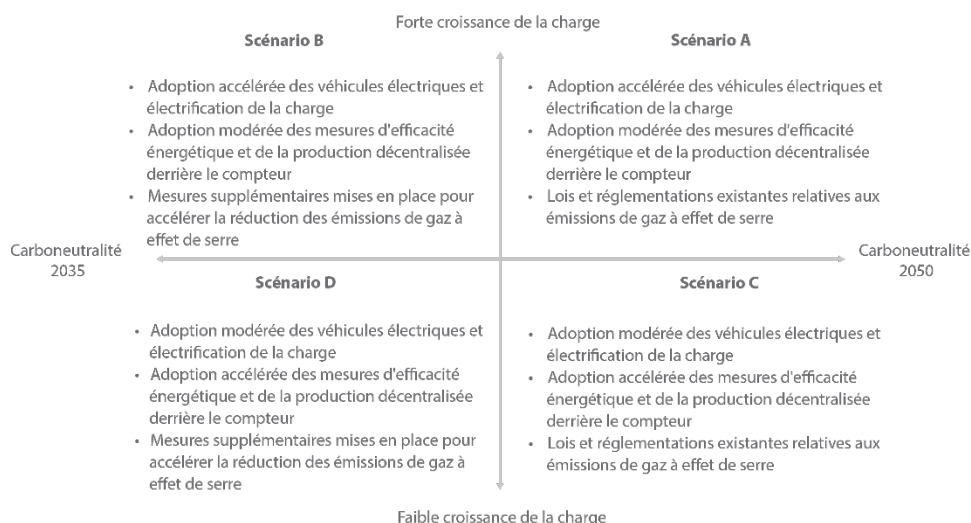
Dans le cadre de l'élaboration du présent PIR, Énergie NB a recensé deux incertitudes clés qui auront une incidence sur la manière dont l'entreprise atteindra ses objectifs stratégiques à long terme : le rythme de la décarbonation et le taux de croissance de la charge.

L'électrification stimule la croissance de la charge et exerce des pressions sur les services publics partout en Amérique du Nord. Par conséquent, Énergie NB considère que le taux de croissance de la charge est entaché d'une grande incertitude. En s'appuyant sur la prévision de charge de base, Énergie NB a ajusté quatre intrants différents afin d'élaborer des prévisions de croissance élevée et faible de la charge. Ces quatre intrants sont le rythme d'adoption des véhicules électriques (VE), le rythme de l'électrification de la charge, l'incidence de l'efficacité énergétique et la croissance de la production décentralisée derrière le compteur.

Énergie NB s'engage à réduire les émissions de carbone liées à la production d'électricité tout en maîtrisant les coûts. Les politiques énergétiques constituent un enjeu central pour les gouvernements à tous les ordres, alors que les politiques en matière de carbone continuent d'évoluer. Énergie NB a mis en place deux cadres différents en fonction du rythme de la décarbonisation. Les scénarios « carboneutralité 2050 » tiennent compte des lois et réglementations en vigueur en matière d'émissions de gaz à effet de serre, tandis que les scénarios « carboneutralité 2035 » prévoient une réduction plus rapide de ces émissions.

Énergie NB utilise ces quatre scénarios de base afin de présenter une vision robuste de différents avenir possibles, comme l'illustre la figure ES.2. Cette approche permet de cerner des mesures « sans regret » ainsi que les indicateurs qui signalent des points de décision déterminants.

Figure ES.2: Résumé des scénarios



Outre les quatre scénarios de base, le PIR a été élaboré en réalisant des analyses de sensibilité afin de mieux comprendre comment des événements clés pourraient façonner le réseau électrique du Nouveau-Brunswick à l'avenir.

Avec la croissance de la demande d'électricité et l'élan en faveur de la décarbonation, l'énergie nucléaire connaît récemment un regain d'intérêt. L'examen des différentes options nucléaires permet de se faire une idée précise de ce à quoi pourrait ressembler le réseau électrique du Nouveau-Brunswick à l'avenir, en étudiant à la fois la mise hors service des centrales nucléaires existantes et la construction de nouvelles centrales nucléaires.

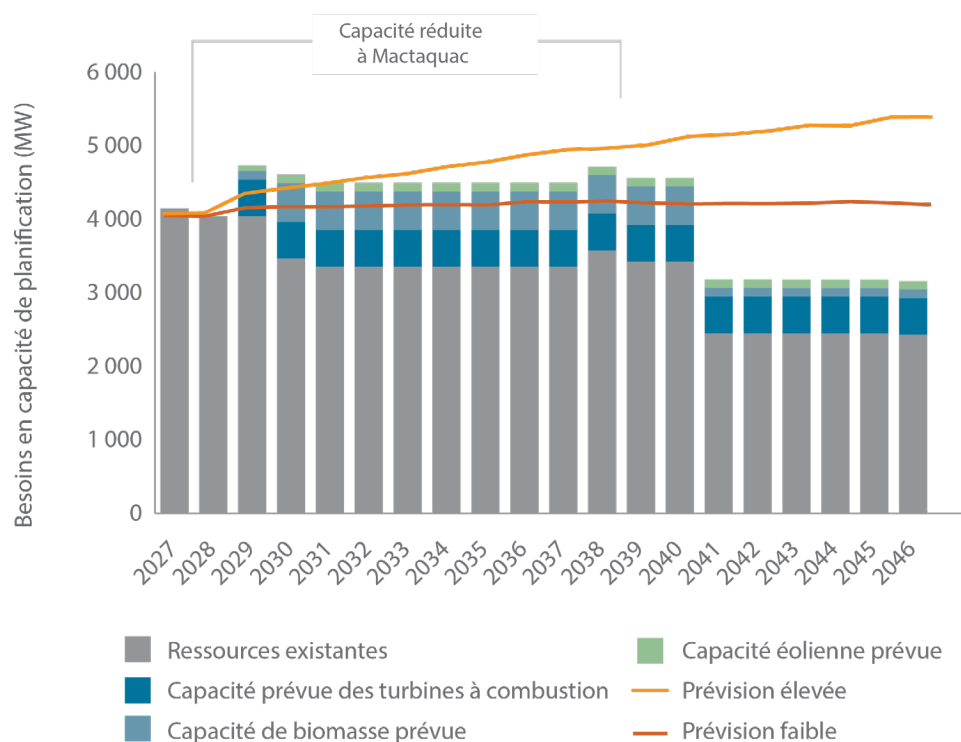
Le Nouveau-Brunswick est l'une des provinces les plus interconnectées électriquement au Canada et utilise ces interconnexions pour créer de la valeur et contribuer à maintenir l'électricité abordable dans la province. Le présent PIR examine l'augmentation de la capacité des interconnexions afin de mieux comprendre le rôle que pourrait jouer le Nouveau-Brunswick en tant que carrefour énergétique pour le Canada atlantique.

Énergie NB a réussi à réduire considérablement ses émissions depuis 2005, et l'un des thèmes dominants du présent PIR consiste à explorer différentes trajectoires menant à un réseau électrique carboneutre. Une analyse de sensibilité sans restriction carbone permet d'étudier les coûts et les répercussions de l'atteinte de la carboneutralité en fournissant un scénario contrefactuel et en fournissant des informations supplémentaires utiles pour évaluer les différentes options concernant le rythme de la décarbonisation.

Situation actuelle

Énergie NB possède et exploite l'un des portefeuilles de production les plus diversifiés en Amérique du Nord. Toutefois, ce parc de production diversifié est vieillissant, et une grande partie de l'infrastructure approche la fin de sa durée de vie prévue. Le présent PIR jouera un rôle déterminant en fournissant des indications sur les points d'inflexion de l'équilibre entre la charge et les ressources, à mesure que les ressources atteignent les dates de fin de vie présumées. La figure ES.3 illustre l'équilibre entre la charge et les ressources d'Énergie NB en fonction du parc de production existant, des contrats en vigueur et des projets de production prévus.

Figure ES.3: Équilibre entre la charge et les ressources

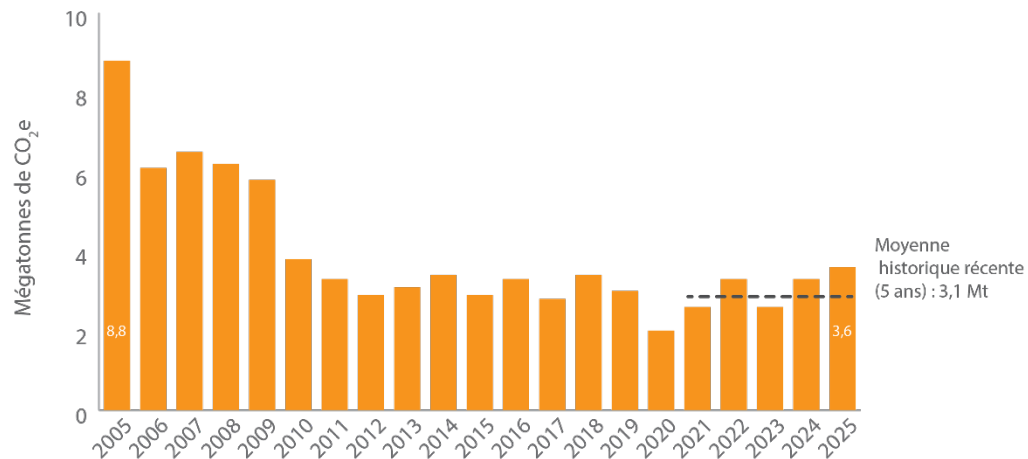


Le Nouveau-Brunswick dispose d'un réseau électrique dont la demande atteint son pic en hiver ; celle-ci a récemment atteint un record historique en 2023, soit environ 3 400 MW. La prévision de charge à long terme visant à répondre aux besoins énergétiques et de capacité à l'intérieur de la province dépend fortement de la saison hivernale.

Compte tenu de la croissance récente de la charge, Énergie NB prévoit accroître sa capacité en concluant des ententes avec des experts de l'industrie afin de développer 702 MW d'énergie éolienne et 500 MW de turbines à combustion d'ici 2028-2029. Ces ententes sont prises en compte dans tous les scénarios et analyses de sensibilité.

Le Nouveau-Brunswick et Énergie NB reconnaissent l'importance des changements climatiques et le rôle de la province dans l'appui à l'engagement du Canada de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les objectifs de la province en matière de changements climatiques continuent d'influer sur le rythme de la décarbonation chez Énergie NB et sont prises en compte dans les scénarios examinés dans le PIR. Comme l'illustre la figure ES.4, Énergie NB continue de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre de la province, ayant réduit ses émissions d'environ 65 % depuis 2005.

Figure ES.4: Émissions historiques de gaz à effet de serre d'Énergie NB, 2005-2025^{1,2}



Résultats

La combinaison de ressources requise pour répondre aux besoins énergétiques à l'intérieur de la province au cours des 20 prochaines années repose sur un ensemble de nouvelles ressources, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire, les batteries, les programmes de réponse à la demande et les turbines à combustion. La différence entre les plans d'expansion des scénarios de base réside dans le calendrier et l'ampleur des besoins. Les batteries et les turbines à combustion jouent toutes deux un rôle important pour combler les besoins en capacité dans tous les scénarios.

La figure ES.5 présente la capacité totale installée (capacité nominale) de l'agrandissement de Bayside, de la biomasse, des turbines à combustion, du stockage par batteries, de l'éolien, du solaire et de la réponse à la demande, sans tenir compte de la contribution de chaque ressource à la fiabilité et à la sécurité énergétique (c'est-à-dire la capacité de charge effective).

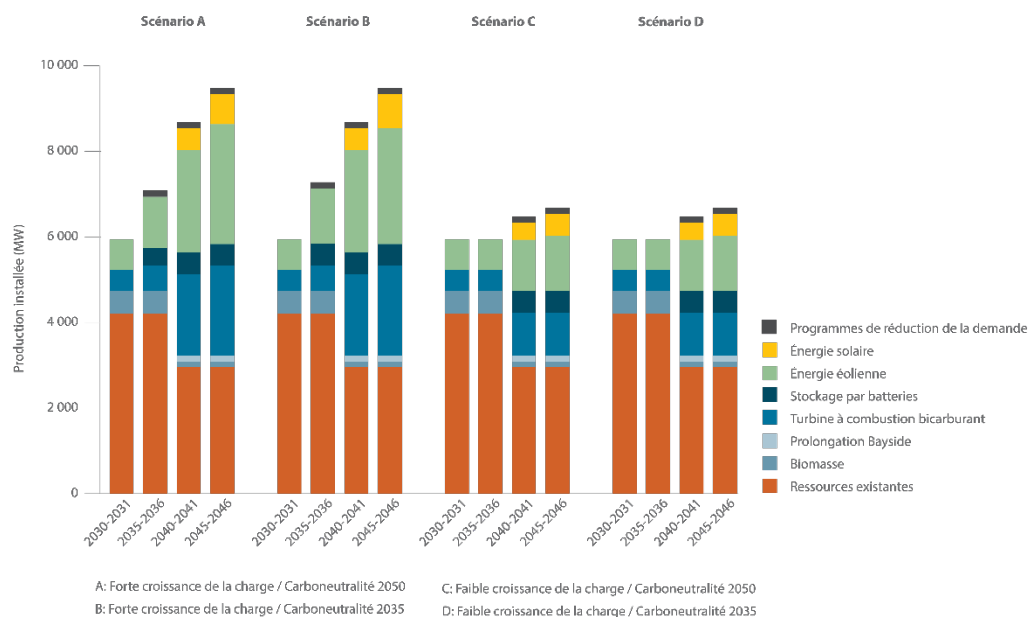
¹ Les émissions pour 2025 sont approximatives (non vérifiées).

² Données sur les émissions fondées sur des données internes pour les installations appartenant à Énergie NB.

La plus importante expansion des ressources survient en 2040-2041, en fonction de la fin de vie présumée des grandes ressources de production, soit les centrales de Belledune et de Coleson Cove. Ce chiffre inclut la capacité actuelle d'Énergie NB ainsi qu'un ajout de 702 MW d'énergie éolienne et de 500 MW de turbines à combustion qui devraient être mis en service au cours des trois prochaines années.

Les nouvelles ressources éoliennes et solaires sont toujours appuyées par l'ajout d'un certain type de ressource répartissable, généralement des batteries ou des turbines à combustion, afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables et de maintenir la fiabilité du réseau.

Figure ES.5: Capacité de production installée (capacité nominale) par scénario

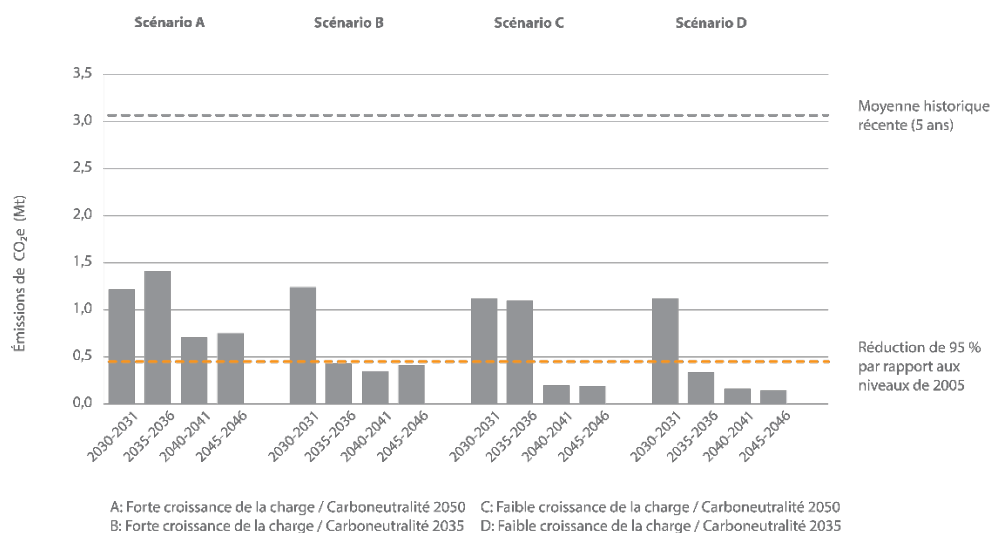


Énergie NB a réalisé des progrès importants dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. La figure ES.6 illustre l'ampleur des réductions d'émissions déjà obtenues, fondées sur une moyenne historique sur cinq ans de 3,1 mégatonnes, soit une réduction d'environ 65 % par rapport aux niveaux de 2005.

Bien que le scénario A n'atteigne pas la carboneutralité au cours de l'horizon de planification, ses émissions annuelles moyennes de CO₂e sont bien inférieures à une mégatonne, ce qui représente une réduction d'environ 90 % par rapport aux niveaux de 2005 et témoigne de progrès importants vers l'objectif de carboneutralité en 2050.

Les scénarios B, C et D restants affichent des réductions d'émissions de 95 % par rapport aux niveaux de 2005. À mesure que les émissions passent sous le seuil d'une mégatonne et se rapprochent de la carboneutralité, les émissions résiduelles pourraient être compensées soit par la conversion vers des combustibles renouvelables, tels que la biomasse, le biodiesel et le gaz naturel renouvelable, soit par l'achat de crédits de compensation carbone, soit par le paiement d'une taxe sur le carbone au gouvernement, lequel pourrait ensuite investir dans des initiatives de réduction du carbone dans d'autres secteurs de l'économie.

Figure ES.6: Émissions de gaz à effet de serre par scénario (CO₂e)



Le coût pour desservir les clients d'électricité à l'intérieur de la province (c'est-à-dire les besoins partiels en revenus³) dépend fortement de la trajectoire de croissance de la charge dans la province. La figure ES.7 normalise les besoins partiels en revenus en fonction du volume des ventes d'énergie à l'intérieur de la province, illustrant ainsi le coût moyen de desserte pour chaque année.

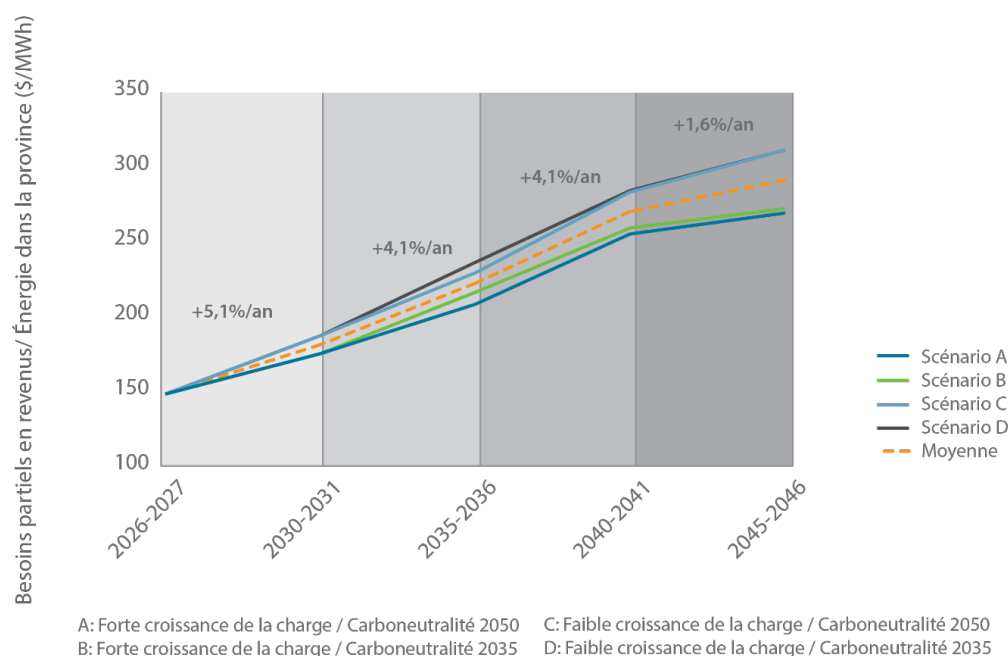
Dans l'ensemble, le coût moyen de desserte augmente plus fortement à court terme, en raison de la réglementation du gouvernement fédéral visant l'élimination progressive du charbon, de l'augmentation du prix du carbone ainsi que de l'amélioration de la viabilité financière afin de contribuer à l'amélioration du ratio d'endettement d'Énergie NB.

Le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac commence à se répercuter sur les résultats dans les années 2030, exerçant une pression à la hausse sur les coûts au cours de ces périodes. À partir de 2035-2036, les coûts moyens sont plus élevés pour les scénarios de carboneutralité en 2035, comme prévu.

Les scénarios de forte croissance de la charge exercent globalement moins de pression sur le coût moyen de desserte. Il convient de noter que la majeure partie de la croissance concerne des charges industrielles à facteur de charge élevé, lesquelles présentent actuellement un coût de desserte plus faible et, par conséquent, des tarifs plus bas ; ainsi, un coût moyen de desserte inférieur ne se traduira pas nécessairement par des tarifs plus bas.

³ Les besoins partiels en revenus sont calculés comme le total des revenus à percevoir au moyen des tarifs auprès des clients à l'intérieur de la province. Ce montant est également net de tout revenu divers ou d'exportation qui contribue à compenser les coûts assumés par les clients du Nouveau-Brunswick.

Figure ES.7: Coût moyen de desserte (besoins partiels en revenus / besoins énergétiques à l'intérieur de la province) par scénario⁴



Mesures communes

Énergie NB réalise actuellement des investissements essentiels pour assurer son avenir énergétique. Ceux-ci comprennent des contrats d'achat d'électricité visant 702 MW de nouvelle production éolienne, une entente de paiement de droits d'utilisation de 500 MW pour une nouvelle capacité de turbines à combustion à double combustible, la conversion de la centrale de Belledune à la biomasse, ainsi que des investissements dans une nouvelle ligne de transport entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

Les mesures communes à tous les scénarios de base permettent de mettre en lumière les décisions « sans regret » qu'Énergie NB devrait envisager de mettre en œuvre. Le tableau ES.1 présente un résumé des projets futurs nécessaires dans tous les scénarios de base. Ces projets apportent de la valeur au réseau et ne sont pas sensibles aux principales incertitudes identifiées, telles que la croissance de la charge et le rythme de la décarbonation. Dans le cas de la prolongation de la durée de vie de la centrale de Bayside, la turbine à gaz continuera au minimum à fonctionner au-delà de la date de fin de vie prévue

⁴ Les augmentations en pourcentage sont présentées pour la moyenne des quatre scénarios et couvrent entièrement la période entre les années. Par exemple, une augmentation annuelle de 5,1 % entre 2026-2027 et 2030-2031 équivaut à une augmentation moyenne de 22 % sur quatre ans.

de 2038.

Tableau ES.1: Résumé des mesures communes dans les scénarios de base

Capacité installée	Technologie
410 MW	Projet de biomasse de Belledune
150 à 270 MW	Projet de prolongation de Bayside
500 MW	Stockage par batteries
146 MW	Gestion de la demande
400 à 2 100 MW	Énergie éolienne
500 à 1 500 MW	Énergie solaire
500 à 1 600 MW	Turbines à combustion

Outre les mesures communes à tous les scénarios de base, il convient de souligner les exigences supplémentaires qui figurent dans les scénarios A et B, mais pas dans les scénarios C et D. Cette comparaison entre les scénarios de forte croissance de la charge et ceux de faible croissance de la charge permet de mieux cerner les options les plus économiques pour faire face à cette croissance. Ces options comprennent:

1. accélération du déploiement du stockage par batterie
2. accélération des programmes de gestion de la demande
3. augmentation du volume total de l'énergie éolienne et accélération de son déploiement
4. augmentation du volume total de l'énergie solaire et accélération de son déploiement
5. augmentation du volume total des turbines à combustion et accélération de leur déploiement

Il convient de noter que la capacité totale de la gestion de la demande et du stockage par batterie n'est pas influencée par le rythme de croissance de la charge, mais uniquement par son calendrier. Les besoins se manifestant plus tôt dans les scénarios de forte croissance de la charge.

Il convient également de tenir compte des délais nécessaires à l'acquisition et à la mise en place des ressources, qui s'étendent généralement sur une période de trois à cinq ans au minimum ; ces délais se sont toutefois considérablement allongés ces dernières années en raison des contraintes pesant sur la chaîne d'approvisionnement pour certaines technologies.

L'avenir du nucléaire

La production d'énergie nucléaire a une longue histoire au Nouveau-Brunswick. La centrale nucléaire de Point Lepreau, actuellement en service, apporte une contribution considérable au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Afin de mieux cerner l'avenir du nucléaire, le PIR 2026 examine les différentes options, à savoir la mise hors service anticipée, la prolongation de la durée de vie, ainsi que la remise à neuf et/ou la construction d'une nouvelle centrale.

La prolongation de la durée de vie d'installations similaires s'est avérée fructueuse, et une telle prolongation pourrait générer environ 900 millions de dollars de valeur annuelle pour le réseau électrique. Les coûts annuels estimatifs de cette prolongation sont d'environ 600 millions de dollars. La décision de prolonger la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau nécessiterait le dépôt d'une demande et l'obtention d'une autorisation auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Énergie NB s'emploie actuellement à mener à bien les études techniques et les analyses nécessaires pour appuyer une éventuelle demande de prolongation auprès de la CCSN.

Le nucléaire offre de nouvelles perspectives en fournissant au Nouveau-Brunswick de grandes quantités d'électricité fiable et sans émissions. Le développement du secteur nucléaire au Nouveau-Brunswick pourrait générer des économies d'échelle et ouvrir la voie à des partenariats régionaux. Il reste toutefois à examiner certains aspects techniques, économiques et politiques avant de prendre la décision d'engager le Nouveau-Brunswick dans la production d'énergie nucléaire.

Lorsque la production nucléaire est mise hors service sans être remplacée, il faut recourir à des quantités importantes d'énergies renouvelables et de turbines à combustion pour combler le vide. En l'absence de production nucléaire, les émissions de carbone augmentent et trois scénarios sur quatre n'atteignent pas la carboneutralité avant 2050, malgré des restrictions additionnelles en matière de carbone, ce qui démontre l'importance de la production nucléaire pour la décarbonation du secteur de l'électricité.

Des décisions stratégiques concernant la prolongation de la durée de vie, la remise à neuf ou la construction de nouvelles installations doivent être prises au cours de la prochaine période de cinq ans, ce qui rend nécessaire l'élaboration d'une analyse de rentabilité au cours des trois prochaines années.

Nouvelles infrastructures de transport

La mise en place d'une nouvelle infrastructure de transport entre le Nouveau-Brunswick et les territoires voisins pourrait offrir des possibilités d'acheter davantage d'énergie et d'accroître les ventes à l'exportation. Aucune étude de conception ni aucun travail d'ingénierie n'ont encore été réalisés concernant ce projet. Toutefois, le réseau électrique du Nouveau-Brunswick est relativement modeste et le coût de l'opération devrait s'élever à plusieurs milliards de dollars.

La valeur de cette proposition devrait s'accroître grâce à la mise en place de partenariats stratégiques avec les régions voisines en vue du transport de l'énergie vers la région. Il convient d'étudier plus en détail d'autres sources de revenus ou de financement pour les infrastructures de transport d'énergie, ainsi que d'établir des estimations plus précises des coûts du projet, afin de mieux cerner ce potentiel.

Lois et réglementations actuelles en matière de gaz à effet de serre

Les lois et réglementations actuelles en matière d'émissions de gaz à effet de serre entraînent une réduction des émissions de CO₂e et une augmentation des coûts. L'abandon progressif du charbon à Belledune est le moteur de ces deux tendances à court terme. D'ici les années 2040, après la mise hors service prévue des centrales électriques de Belledune et de Coleson Cove, les émissions diminueront sans aucune intervention réglementaire, permettant même d'atteindre l'objectif de zéro émission nette dans le scénario de faible charge.

Dans l'ensemble, les lois et réglementations actuelles permettront de réduire les émissions de 34 à 29 de mégatonnes sur une période de planification de 20 ans, pour un coût de 104 à 110 dollars par tonne de CO₂e évitée. Ces résultats montrent que les lois et réglementations actuelles en matière de carbone sont efficaces pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de CO₂e et placent le Nouveau-Brunswick sur la voie de la carboneutralité d'ici 2050.

Conclusion

Énergie NB demeure résolument engagée envers sa clientèle et à répondre à ses besoins en électricité de façon sûre et fiable. Les clients souhaitent qu'Énergie NB privilégie les tarifs les plus bas possible, et l'accent mis par Énergie NB sur l'excellence opérationnelle renforcera sa capacité à offrir un service fiable et rentable à sa clientèle. Alors que le PIR 2026 tient compte des pressions sur les coûts et des compromis liés à la croissance de la charge et à la vitesse de la décarbonation, Énergie NB maintient son engagement envers l'excellence opérationnelle, tout en explorant de multiples trajectoires possibles, en évaluant les occasions et en intégrant des actions « sans regret » en cours de route.

Dans un contexte d'incertitude comme celui-ci, il est plus important que jamais qu'Énergie NB dispose d'un plan intégré des ressources souple et adaptable afin d'établir les bases nécessaires pour réagir à tout changement législatif, réglementaire ou de conditions du marché susceptible d'influencer l'avenir de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Le présent PIR constitue l'assise sur laquelle Énergie NB s'appuiera pour évaluer les points de décision critiques qui pourraient se présenter.

1. Introduction

1.1. Notre engagement envers le Nouveau-Brunswick

L'énergie est profondément ancrée dans le tissu de la vie quotidienne. C'est pourquoi Énergie NB reste une présence constante dans toutes les collectivités de la province, en fournissant un service essentiel disponible 24 heures sur 24. Nous reconnaissons que notre rôle va bien au-delà du réseau électrique et que nos activités sont des moteurs essentiels du développement environnemental, social et économique du Nouveau-Brunswick. Cette responsabilité est au cœur de notre engagement à bâtir un avenir énergétique abordable, fiable et durable.

Énergie NB est une société d'État provinciale dont le gouvernement du Nouveau-Brunswick est l'unique propriétaire et actionnaire. À ce titre, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a confié à Énergie NB la responsabilité de gérer le réseau électrique de la province. Depuis plus de 100 ans, Énergie NB assure la production, le transport et la distribution de l'électricité qui alimente les foyers, les entreprises et les collectivités de la province. Énergie NB reste au cœur de l'histoire et de l'identité de notre province.

Les employés d'Énergie NB partagent une mission et une vision communes : améliorer la vie des Néo-Brunswickois et des Néo-Brunswickoises. Ils s'engagent à servir la province et nos clients, aujourd'hui comme demain.

1.2. Notre engagement envers les relations avec les peuples autochtones

Énergie NB reconnaît respectueusement que le Nouveau-Brunswick est situé sur les territoires traditionnels non cédés et non abandonnés des peuples Wolastoqey, Mi'gmaq et Peskotomuhkati. Nous nous engageons à restaurer et à reconstruire des relations significatives avec les peuples autochtones et à honorer ces terres porteuses des espoirs des générations à venir.

Ce que nous vivons aujourd'hui est le résultat de décisions prises dans le passé. Énergie NB reconnaît l'impact qu'elle a eu sur les terres et les ressources du Nouveau-Brunswick. Nous respectons le lien profond qui unit les peuples autochtones à cette terre et sommes conscients du poids de notre responsabilité commune envers les générations futures. Énergie NB accorde une grande importance à ses relations avec les communautés des Premières Nations et s'engage à collaborer avec elles pour mettre en place un réseau électrique qui servira les Premières Nations, ainsi que tous les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises pour les générations à venir.

1.3. Notre plan stratégique

Dynamiser notre avenir



NOTRE VISION

Nous enrichissons les vies en offrant des solutions énergétiques propres, compétitives et fiables.



NOTRE MISSION

Nous nous engageons avec passion à offrir la meilleure expérience client, à assurer la sécurité énergétique et à accélérer une transition énergétique propre et durable.

NOS VALEURS



SÉCURITÉ AU COEUR DE TOUT

Nous nous engageons à assurer la sécurité de chaque employé et membre du public par les moyens suivants

- en planifiant la sécurité dans le travail
- en respectant les règles
- en étant un leader en matière de sécurité
- en signalant les incidents pour que nous puissions tous nous améliorer
- en faisant preuve de courage
- en disant non à un travail dangereux



SOUCI POUR NOTRE ÉQUIPE

Nous nous soucions de notre équipe. Nous sommes ouverts, honnêtes et transparents les uns envers les autres afin de renforcer la confiance. Nous encourageons la diversité et créons une culture inclusive qui favorise le bien-être des employés, encourage l'apprentissage continu et favorise un rendement optimal.



SOUCI POUR NOS CLIENTS

Nous nous soucions de nos clients. Leur expérience est au centre de tout ce que nous faisons. Nous nous engageons à offrir des solutions pertinentes et utiles. Nous agissons avec intégrité et tenons nos promesses.



SOUCI POUR NOTRE AVENIR

Nous nous soucions de notre avenir. Nous travaillons avec nos clients et les collectivités afin d'explorer et de répondre à leurs besoins énergétiques en constante évolution, tout en respectant l'environnement pour les générations futures. Nous sommes curieux et réceptifs aux nouvelles méthodes de travail.



SOUCI POUR L'INTÉGRITÉ NUCLÉAIRE

Nous nous soucions de notre intégrité nucléaire. Nous reconnaissons la nature unique du cœur nucléaire et nous nous engageons à faire de la sûreté nucléaire notre priorité absolue.

1.4. Qu'est-ce qu'un plan intégré de ressources ? Pourquoi faut-il en élaborer un ?

Le plan intégré des ressources (PIR) offre une vision solide et à long terme de l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick. Il présente un plan de gestion des ressources sur 20 ans, couvrant l'offre et la demande, destiné à orienter les décisions à court et à long terme d'Énergie NB en matière de développement des ressources.

Tous les trois ans, conformément aux exigences de la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB met à jour le PIR afin de tenir compte de l'évolution du secteur énergétique et des attentes des clients. Le PIR doit couvrir une période minimale de 20 ans et être élaboré selon les principes du service au moindre coût, de la durabilité économique et environnementale et de la gestion des risques.

Une fois le PIR mis à jour, Énergie NB le soumet au gouvernement du Nouveau-Brunswick pour approbation avant de le déposer auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB) à la suite de cette approbation.

En vertu de la *Loi sur l'électricité*, la CESPNB doit tenir compte du plan intégré des ressources le plus récent et approuvé lorsqu'elle rend des décisions concernant l'établissement des tarifs et les dépenses d'immobilisations majeures.

Pour Énergie NB, le PIR constitue un guide stratégique essentiel pour gérer les coûts, les exigences réglementaires et les risques liés à l'élaboration des options d'approvisionnement nécessaires pour fournir une électricité fiable à la clientèle. Il cerne les moments clés où Énergie NB devra prendre des décisions importantes et présente les résultats possibles de ces décisions en fonction d'hypothèses générales et de l'information disponible au moment de l'analyse.

Le PIR ne prescrit pas un avenir définitif ni une ligne de conduite unique; il établit plutôt un cadre souple, intégrant une flexibilité intrinsèque, afin d'appuyer la prise de décisions d'Énergie NB dans un contexte d'incertitude. En s'appuyant sur une méthodologie fondée sur des scénarios, le PIR fournit des repères indiquant les éléments à surveiller et les mesures à prendre lorsqu'une incertitude donnée se concrétise, même si le moment précis ne correspond pas exactement à celui prévu dans le PIR.

1.5. Méthodologie

La *Loi sur l'électricité* du Nouveau Brunswick établit que le plan intégré des ressources (PIR) d'Énergie NB doit être élaboré selon trois principes fondamentaux : le service au moindre coût, la durabilité économique et environnementale, et la gestion des risques.

Le principe de la planification au moindre coût exige qu'Énergie NB veille à ce que le PIR respecte toutes les normes de fiabilité et de sécurité, les règlements et les lois gouvernementales, tout en reposant sur un plan qui minimise le coût global du réseau.

Le principe de durabilité économique et environnementale vise à garantir que le plan d'Énergie NB soit viable tant sur le plan économique qu'environnemental. Énergie NB progresse vers l'amélioration de son ratio d'endettement sur la période couverte par le PIR. De plus, Énergie NB doit satisfaire à ses exigences de manière responsable sur le plan environnemental, tout en respectant les principes du service au moindre coût.

Enfin, le principe de la gestion des risques exige qu'Énergie NB prenne en compte tous les types de risques pertinents. Le PIR tient compte de nombreux risques et hypothèses fondés sur la meilleure information disponible au moment de l'analyse. Bon nombre des hypothèses clés échappent au contrôle d'Énergie NB et sont influencées par des facteurs externes tels que les marchés, les chaînes d'approvisionnement et les lois et réglementations gouvernementales.. Étant donné que plusieurs hypothèses dépendent de facteurs échappant au contrôle d'Énergie NB, l'entreprise adopte une approche de planification fondée sur des scénarios afin d'élaborer un ensemble de scénarios de base représentant quatre futurs probables. Le PIR effectue ensuite des analyses de sensibilité à partir des scénarios de base, dans lesquelles certaines hypothèses clés sont modifiées. Cette approche permet à Énergie NB de cerner les incidences systémiques et financières associées aux variations des hypothèses clés. L'ensemble de ces scénarios aide Énergie NB et les utilisateurs du PIR à mieux comprendre les risques et la manière dont ceux-ci peuvent influencer sur le plan.

Énergie NB a élaboré une matrice de quatre scénarios reposant sur deux axes : la croissance de la charge et l'orientation des lois et réglementations relatives aux émissions de gaz à effet de serre.. Dans le PIR de 2023, les axes utilisés étaient le rythme de l'électrification, comparable à la croissance de la charge, et le rythme du développement technologique. Les résultats du PIR de 2023 ont démontré que le rythme du développement technologique avait une incidence moindre que les lois et réglementations relatives aux émissions de gaz à effet de serre appliquées au modèle du PIR. Pour cette raison, Énergie NB a modifié l'axe afin de refléter le moment auquel l'industrie de l'électricité est appelée à se décarboner.

Conformément à la *Loi sur l'électricité*, le présent PIR utilise le coût du service au moindre coût et les répercussions sur les émissions de gaz à effet de serre comme indicateurs clés. Le coût du service au moindre coût est calculé en déterminant la valeur actuelle des besoins en

revenus partiels annuels estimés⁵ sur une période de 20 ans pour chaque plan d'expansion. Cela permet d'évaluer les implications financières à long terme des différents scénarios et analyses de sensibilité. L'impact sur les émissions est déterminé en calculant le total des émissions pour chaque plan sur l'horizon de planification de 20 ans.

Énergie NB entame l'élaboration de son PIR à long terme en consultant les Premières Nations, les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises et les autres parties prenantes afin de cerner les priorités clés. En 2025, Énergie NB a mené plus de 10 000 interactions individuelles avec des parties prenantes de tout le Nouveau-Brunswick lors de salons, de rencontres en tête-à-tête et par le biais d'un sondage en ligne. Le taux de participation a augmenté de 61 % par rapport au PIR précédent. Pour les PIR antérieurs, la période de mobilisation coïncidait avec la fin de l'été et le début de l'automne. Le fait de déplacer cette période à la fin du printemps a permis d'accroître le taux de participation de toutes les parties prenantes.

Tableau 1.1: Sommaire de la mobilisation du public

Format/modèle de mobilisation	Nombre de personnes mobilisées
Activités communautaires, conversations en Personne, rencontres individuelles	258
Sondage en ligne	9 899
Total	10 157

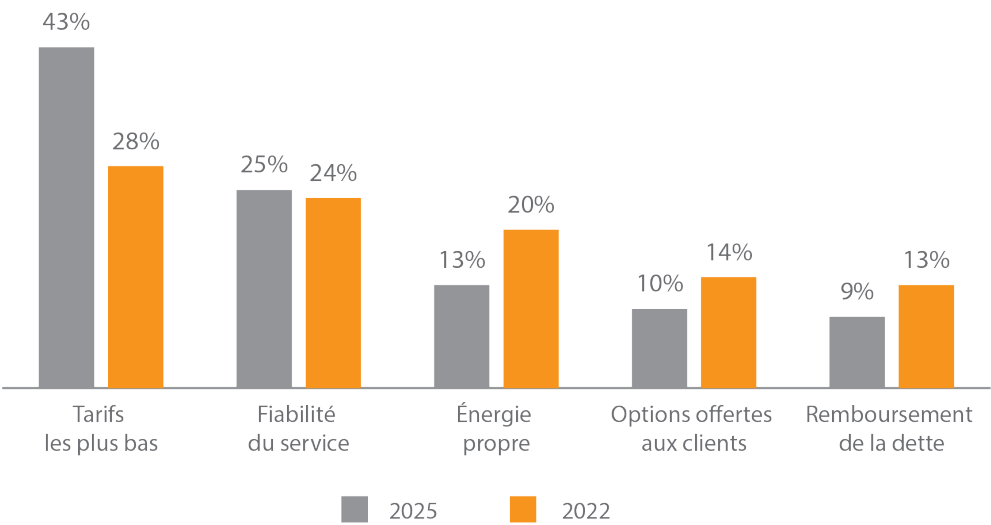
Les résultats des activités de mobilisation menées en 2025 ont indiqué que les tarifs les plus bas constituent la priorité la plus élevée, suivis de la fiabilité, de l'environnement, des options offertes aux clients et du remboursement de la dette. Selon les résultats du sondage, les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises ont indiqué qu'une transition vers un avenir énergétique propre doit réduire au minimum les répercussions sur les tarifs et sur l'économie. Dans une optique d'abordabilité, les répondants s'attendent à ce qu'Énergie NB favorise l'efficacité énergétique et offre des produits et des services qui les aident à gérer leur consommation et à réduire leurs coûts.

Des renseignements détaillés sur les résultats du sondage de mobilisation du public figurent dans le rapport « Ce que nous avons entendu ».⁶

⁵ Les besoins partiels en revenus correspondent au total des revenus à recouvrer auprès des clients d'électricité à l'intérieur de la province. Ils diffèrent des besoins en revenus traditionnels en ce sens qu'ils sont réduits des revenus divers et des revenus d'exportation.

⁶ Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (juin 2026). Rapport « Ce qui s'est dit ».

Figure 1.1: Ce qui est le plus important pour les clients – Sondage de mobilisation



2. Situation actuelle

Énergie NB dispose d'un portefeuille diversifié de ressources de production et de contrats d'achat d'électricité. Le service public répond aux besoins en électricité de la province grâce à des ressources de production nucléaires, hydroélectriques, éoliennes, de biomasse, solaires, au gaz naturel, au pétrole et au charbon.

Au cours d'une année typique, Énergie NB répond aux besoins énergétiques des Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises à l'aide d'environ 75 % d'énergie sans carbone (y compris la production nucléaire) et dépasse de façon constante son exigence relative au portefeuille d'énergies renouvelables visant à fournir 40 % des ventes d'électricité à l'intérieur de la province à partir de sources renouvelables.

Cette diversité des sources de production est essentielle pour répondre aux besoins en électricité du Nouveau-Brunswick à long terme, même si de nouvelles ressources seront nécessaires pour faire face à la croissance de la demande et pour remplacer les unités qui devraient arriver en fin de vie.

En plus de ses ressources de production, Énergie NB dispose également de nombreuses interconnexions avec des services publics voisins du Québec, de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre. Ces interconnexions offrent à Énergie NB la flexibilité nécessaire pour importer de l'électricité afin de compenser les coûts de production plus élevés, exporter l'énergie excédentaire et renforcer la fiabilité du réseau.

L'objectif de la présente section est d'examiner les ressources actuelles qui composent le réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Le PIR analyse les ressources existantes du réseau qui peuvent avoir une incidence sur la planification, notamment la production et le transport, ainsi que le rôle des programmes destinés aux clients, y compris la production derrière le compteur et la gestion de la demande.

Figure 2.1: Carte du réseau



La capacité de production nette actuelle et le portefeuille de contrats d'achat d'électricité, ainsi que d'autres statistiques relatives au réseau d'Énergie NB, sont présentés au tableau 2.1. Le PIR repose sur l'hypothèse que les ressources actuelles sont disponibles, au besoin, pour répondre aux besoins énergétiques à l'intérieur de la province.

Tableau 2.1: Capacité de production nette d'Énergie NB et autres données⁷

Capacité de production thermique			Ententes d'achat d'énergie	
Coleson Cove	972	MW	Kent Hills (énergie éolienne)	167 MW
Belledune	467	MW	Caribou Mountain (énergie éolienne)	99 MW
Bayside	270	MW	Lameque (énergie éolienne)	45 MW
Total de la capacité thermique	1 709	MW	Wisokolamson Energy (énergie éolienne)	18 MW
			Wocawson Energy (énergie éolienne)	20 MW
Capacité de production hydroélectrique			Neweg (énergie éolienne)	25 MW
Mactaquac	668	MW	Grandview (gaz naturel)	90 MW
Beechwood	112	MW	Twin Rivers (biomasse)	39 MW
Grand-Sault	66	MW	Irving Pulp & Paper (biomasse)	33 MW
Tobique	20	MW	AV Nackawic (biomasse)	26 MW
Nepisiguit Falls	12	MW	AV Cell (biomasse)	21 MW
Sisson	9	MW	St. George (hydroélectricité)	15 MW
Total de la capacité hydroélectrique	887	MW	Edmundston (hydroélectricité)	9 MW
			Tinker (hydroélectricité)	33 MW
Capacité de production nucléaire			Autres sources renouvelables	45 MW
Centrale nucléaire de Point Lepreau	663	MW	Total des ententes d'achat d'énergie	685 MW
Sources d'énergie renouvelables			Nombre de lignes	
Parc solaire de Shediac	2	MW	Lignes de distribution	22 069 km
			Lignes de transport	6 898 km
Capacité de production des turbines à combustion			Capacité d'exportation et d'importation ⁸	
Millbank	397	MW	Capacité d'importation	2 514 MW
Ste. Rose	99	MW	Capacité d'exportation	2 462 MW
Grand Manan	22	MW		
Total de la capacité des turbines à combustion	518	MW	Nombre de clients	
			Clients directs	399 525
Total de la capacité de production			Clients indirects	47 619
Thermique	1 709	MW	Total des clients	447 144
Hydroélectrique	887	MW		
Nucléaire	663	MW		
Énergie renouvelables	2	MW		
Turbines à combustion	518	MW		
Total de la capacité de production	3 779	MW		

⁷ La capacité de production existante est fondée sur la capacité installée des ressources raccordées au réseau d'Énergie NB en date du 31 mars 2026.

⁸ Capacité établie selon les études de planification du transport portant sur la capacité totale de transfert durant la période estivale.

2.1. Ressources de production existantes

Énergie NB exploite actuellement un parc diversifié d'installations de production. Bon nombre de ces unités sont vieillissantes et des décisions importantes devront être prises en fin de vie. Le PIR examine l'état actuel du réseau et présente des options possibles pour la prolongation de la durée de vie ou la mise hors service de ces actifs d'Énergie NB.

Centrale hydroélectrique de Mactaquac

La centrale de Mactaquac est située sur la rivière Saint-Jean, à environ 20 km à l'ouest de Fredericton, au Nouveau-Brunswick. Il s'agit de la plus grande installation de production hydroélectrique des Maritimes. Elle fournit de nombreux services au réseau et constitue une ressource essentielle à l'exploitation fiable du réseau électrique.

Énergie NB a mis la centrale en service en 1968 ; celle-ci a été conçue pour une durée de vie de 100 ans, et sa fin de vie était initialement prévue pour 2068.

Les structures en béton de la centrale sont touchées par la réaction alcali-agrégat, ce qui a entraîné une réduction globale de la durée de vie nominale initiale de 100 ans de l'installation et nécessite d'importants travaux d'entretien pour préserver l'intégrité des structures physiques.

Les évaluations de l'état ont montré que les structures en béton et les principaux équipements arriveront en fin de vie utile vers 2032 et devront faire l'objet soit d'une rénovation majeure, soit d'un remplacement.

Figure 2.2: Centrale hydroélectrique de Mactaquac



En 2016, puis à nouveau en 2024, Énergie NB a recommandé de donner suite au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac afin de remettre la centrale en état et de lui permettre d'atteindre sa durée de vie nominale prévue, soit 2068. Énergie NB a mené des études techniques approfondies et consulté les parties prenantes ; en juillet 2023, elle a soumis le projet à l'examen prévu par la législation du Nouveau-Brunswick en matière d'étude d'impact sur l'environnement (EIE). Énergie NB a obtenu l'approbation de l'EIE en mai 2025. Énergie NB a affiné les plans techniques et les estimations de coûts, mobilisé les ressources nécessaires au projet et lancé des appels d'offres pour les travaux sur les turbines et les générateurs ainsi que pour les travaux de génie civil.

Sous réserve d'une décision finale d'investissement du gouvernement provincial, l'exécution du projet devrait débuter en 2027. Au cours des 12 années que durera le projet, les turbines et les générateurs seront remplacés un par un, ce qui permettra à la centrale de continuer à fonctionner à puissance réduite pendant toute la durée des travaux. Le PIR part du principe que les arrêts des générateurs commenceront en 2028 et se poursuivront jusqu'en 2038. L'hypothèse de base pour la centrale de Mactaquac dans tous les scénarios du PIR 2026 est la poursuite du projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

Centrale de Bayside

La centrale électrique de Bayside est une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Saint John, sur l'ancien site de Courtney Bay. La centrale originale de Courtney Bay a été mise en service dans les années 1960. En 1999, une nouvelle turbine à gaz a été installée et combinée à l'une des unités existantes pour former la centrale de Bayside. En 2023, Énergie NB a mis en service une nouvelle turbine à gaz naturel qui a amélioré le rendement de l'installation. La fin de vie prévue de Bayside est fixée à 2038 sur la base de la durée de vie économique de la turbine à vapeur, mais la turbine à gaz pourrait continuer à fonctionner jusqu'en 2048, pour atteindre une durée de vie plus courante de 25 ans.

L'hypothèse de base est qu'Énergie NB devra prendre une décision concernant la centrale d'ici 2038. Le modèle propose plusieurs options : mettre fin à l'exploitation de Bayside, poursuivre l'exploitation en investissant dans la conversion de la centrale en une installation à cycle simple, ou investir dans la remise à neuf de la turbine à vapeur et continuer à exploiter la centrale en tant qu'installation à cycle combiné. Pour les options où l'exploitation se poursuit au-delà de 2038, la nouvelle hypothèse de mise hors service est 2048, sur la base d'une durée de vie typique de 25 ans pour une turbine à gaz. Les coûts du cycle de vie de la centrale, les coûts du combustible et les coûts liés au carbone sont pris en compte dans toutes les options.

Centrale de Belledune

La centrale de Belledune, mise en service en 1993, est la seule installation au charbon du réseau diversifié d'Énergie NB. Elle fournit une source d'énergie de base à faible coût et un approvisionnement fiable permettant de répondre aux besoins en capacité.

Conformément à la réglementation fédérale en vigueur, Énergie NB est tenue de mettre fin progressivement à la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. En réponse à cette réglementation, Énergie NB a entrepris en 2023 des essais visant à évaluer la viabilité technique et économique du remplacement du charbon par de la biomasse à Belledune dès 2029. Les premiers essais ont confirmé que cette conversion de combustible est techniquement réalisable.

Énergie NB a lancé une demande de manifestations d'intérêt afin d'évaluer les sources potentielles d'approvisionnement en biomasse nécessaires et poursuit la planification des travaux d'ingénierie requis pour convertir Belledune à la biomasse. Les scénarios de base du PIR 2026 supposent que la centrale de Belledune sera convertie à la biomasse durant l'arrêt d'entretien estival de 2029 afin de respecter l'exigence d'élimination du charbon d'ici 2030. La fin de vie utile présumée de Belledune est 2040-2041. L'analyse des options au-delà de la fin de vie n'est pas incluse dans le présent PIR, mais pourrait être examinée ultérieurement après une conversion réussie à la biomasse.

Centrale nucléaire de Point Lepreau

En 1974, Énergie NB, avec le soutien des gouvernements provincial et fédéral, a entrepris la construction d'une centrale nucléaire à Point Lepreau. La centrale nucléaire de Point Lepreau a été mise en service commercial en 1983. Elle a apporté de nombreux avantages au secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick en constituant une source majeure d'énergie et de capacité, sans rejeter dans l'atmosphère de substances nocives telles que les oxydes de soufre et d'azote, le mercure et les particules. De plus, l'industrie nucléaire a apporté des retombées économiques et créé de nombreux emplois dans la province.

En 2010, la centrale devait soit être mise hors service, soit faire l'objet d'une remise à neuf de ses principaux composants du réacteur. En 2008, la province du Nouveau Brunswick a donné directive à Énergie NB de procéder à la remise à neuf de l'installation. Il s'agissait d'un projet unique en son genre, comportait de nombreux défis liés à des incertitudes importantes. La centrale a été hors service pendant cinquante-cinq mois avant de reprendre ses activités en novembre 2012.

La durée de vie d'une centrale nucléaire est déterminée par le nombre d'heures d'exploitation équivalentes. La centrale nucléaire de Point Lepreau est actuellement autorisée à fonctionner pendant 210 000 heures, un seuil qu'elle devrait atteindre vers la mi-2042. Dans la modélisation de sensibilité d'Énergie NB, ce seuil est fixé au 31 mars 2042. Les plans de fin de vie de la centrale comportent des incertitudes considérables qui nécessitent des décisions. Le PIR 2026 examine toutes les options, notamment :

1. mise hors service de la centrale
2. prolongation de la durée de vie de la centrale
3. remise à neuf de la centrale

En ce qui concerne la prolongation de la durée de vie, d'autres réacteurs CANDU au Canada ont fonctionné au-delà du seuil de 210 000 heures. Énergie NB réalisera des études de faisabilité et des évaluations techniques afin de déterminer si l'installation peut être exploitée de façon sécuritaire au-delà de ce seuil. Dans les scénarios de base du PIR 2026, une prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau est retenue. Cela porterait la licence d'exploitation jusqu'à 235 000 heures d'exploitation, avec une fin de vie présumée en 2047 2048, soit au-delà de l'horizon de planification de cette analyse.

Les analyses de sensibilité relatives à une mise hors service anticipée, ainsi qu'à une remise à neuf ou à la construction de nouvelles centrales nucléaires, sont présentées à la section 6.

Centrale de Coleson Cove

La centrale de Coleson Cove est la plus grande centrale thermique du Nouveau-Brunswick, avec une capacité de 972 MW (nette). Située à l'ouest de Saint John, la centrale a été mise en service commercial en 1976. Elle comprend trois unités de puissance égale (324 MW chacune), toutes alimentées au mazout lourd à faible teneur en soufre. La fin de vie utile présumée de Coleson Cove est 2040 2041. Aucune prolongation de la durée de vie ni conversion du combustible n'a été envisagée dans l'analyse en raison de l'âge de l'actif.

Contrats d'achat d'électricité existants

Énergie NB dispose actuellement de contrats d'achat d'électricité pour une capacité installée de 685 MW dans la province, dont 595 MW issus d'énergies renouvelables. Le PIR suppose que ces contrats seront renégociés aux tarifs du marché à leur expiration.

2.2. Mises hors service présumées des ressources de production

Aux fins comptables, chaque centrale électrique est amortie conformément à sa durée de vie technique présumée, déterminée sur la base des données empiriques habituelles pour ce type d'installation. Les contrats d'achat d'électricité comportent des modalités contractuelles établies et sont généralement liés à la durée de vie utile des installations visées par ces contrats. En pratique, les mises hors service dépendent d'une évaluation technique et économique propre à chaque unité à mesure qu'elle approche de la fin de sa durée de vie utile. Dans le présent PIR, les hypothèses de mise hors service reposent sur une approche fondée sur la fin de la durée de vie utile, tout en tenant compte d'une période raisonnable de prolongation permettant à l'installation de poursuivre ses activités.

Les centrales dont la fin de vie utile est prévue sont présentées dans le tableau 2.2. On part du principe que toutes les installations hydroélectriques continueront de fonctionner pendant toute la durée de la période de planification. On suppose que tous les contrats d'achat d'électricité seront prolongés à des prix de marché concurrentiels. On suppose que la durée de vie des turbines à combustion de Millbank, Sainte-Rose et Grand Manan sera prolongée afin de répondre aux besoins continus en capacité. Le Règlement sur l'électricité propre limitera l'exploitation des centrales à combustibles fossiles, mais n'obligera pas ces dernières à cesser leurs activités. La possibilité d'une prolongation de la durée de vie est évaluée à la lumière d'études menées par les experts en ingénierie d'Énergie NB et d'analyses économiques connexes.

Tableau 2.2 : Hypothèses de mise hors service pour la modélisation du PIR ⁹

Ressource	Type de combustible	Capacité nette (MW)	Fin de vie présumée
Grand Manan ¹⁰	Diesel	26	2030 - 2031
Bayside	Gaz naturel	270	2037 - 2038
Belledune ¹¹	Charbon / biomasse	467/410	2040 - 2041
Coleson Cove	Mazout	972	2040 - 2041
CNPL	Uranium	663	2047 - 2048

2.3. Capacité de production proposée

La croissance de la demande et les mises hors service prévues des centrales de production obligent Énergie NB à conclure de nouveaux contrats d'énergie et de capacité au cours de la période couverte par le Plan intégré des ressources. Énergie NB a conclu des ententes représentant une capacité installée contractuelle additionnelle de 1 269 MW (non ajustée en fonction de la contribution à la fiabilité du réseau et à la sécurité énergétique) devant être mise en service d'ici 2028 2029.

⁹ Les centrales de Millbank et de Sainte-Rose doivent faire l'objet de mises à niveau en capital qui prolongeront la durée de vie de leurs actifs jusqu'à environ 2050. Les dates précises de fin de vie seront déterminées dans les prochaines années.

¹⁰ La capacité de Grand Manan sera vraisemblablement remplacée à l'identique afin de maintenir la fiabilité locale dans les Îles Fundy.

¹¹ Le charbon est éliminé progressivement à la centrale de Belledune d'ici 2030.

Tableau 2.3 : Ententes proposées¹²

Type de combustible	Capacité installée	Date de mise en service
Énergie éolienne	702 MW	2027 et 2028
Grandes installations industrielles (biomasse) ¹³	117 MW	2028-2029
Turbine à combustion ¹⁴	500 MW	2028-2029
Total de la capacité installée contractuelle	1 269 MW	

Projet proposé de turbine à combustion

En 2023, Énergie NB a enregistré un nouveau record de charge maximale hivernale et a constaté que la demande avait augmenté plus rapidement que prévu. Face à l'évolution des besoins des clients, une évaluation de la suffisance des ressources a été réalisée, qui a révélé que le service public ne disposait pas d'une capacité suffisante pour répondre à la demande croissante des clients. Énergie NB a pris en compte plusieurs facteurs, notamment le vieillissement des infrastructures, le resserrement des ressources dans les régions voisines et les plans visant à accroître la production d'énergie renouvelable variable au Nouveau-Brunswick, et a finalement lancé un processus d'approvisionnement afin d'acquérir de nouvelles ressources de production pour renforcer sa capacité. À la suite de ce processus, Énergie NB a conclu en 2024 un accord visant l'achat de capacité et d'énergie provenant d'une installation de 500 MW dotée de turbines à combustion à double combustible, située dans le sud-est du Nouveau Brunswick.

Le projet proposé, baptisé le « projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau », a été déposé auprès de la CESP pour approbation en 2025-2026. L'installation sera en mesure de produire de l'électricité à partir de combustibles gazeux ainsi que de combustibles liquides. La capacité bi-combustible est nécessaire afin d'assurer la diversité des coûts et la fiabilité de l'approvisionnement en combustible si l'une des sources devient indisponible. Le gaz naturel sera la principale source de combustible, puisqu'il est généralement moins coûteux et génère moins d'émissions de carbone pendant une grande partie de l'année. Le combustible liquide, stocké et disponible sur place, permettra à Énergie NB de ne pas être entièrement exposée aux risques liés au prix et à la disponibilité du gaz naturel durant les périodes de forte demande. La capacité bi-combustible maintient également une flexibilité pour d'éventuelles transitions futures vers des combustibles renouvelables, comme le gaz naturel renouvelable ou le biodiesel.

¹² La capacité de production proposée repose sur la capacité nominale installée prévue des ressources devant être raccordées au réseau d'Énergie NB, selon les contrats signés au 1er janvier 2026.

¹³ La production des grandes installations industrielles (biomasse) est de 67 MW, déduction faite des augmentations de charge compensatoires associées au projet.

¹⁴ Sous réserve de l'approbation de la CESP du Nouveau-Brunswick, un contrat de 100 MW sera désigné pour l'exportation, tandis que 400 MW seront disponibles pour répondre aux besoins intraprovinciaux.

L'installation du projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau fournira des services de réseau essentiels pour soutenir une pénétration accrue de la production éolienne et solaire dans les années à venir. L'installation pourra démarrer et s'arrêter rapidement et fournir de l'électricité fiable selon les besoins, que ce soit pour quelques heures ou pour plusieurs jours consécutifs. Le projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau permettra également de compenser une partie de la production à Belledune et à Coleson Cove, car il offrira une plus grande flexibilité et nécessitera des volumes de production obligatoires moins élevés. Cette capacité accrue à intégrer l'énergie éolienne et solaire, associée à une réduction de l'activité dans d'autres centrales thermiques, contribuera à l'objectif d'Énergie NB de réduire ses émissions de carbone. Les scénarios de base partent du principe que 500 MW de capacité provenant du projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau seront disponibles en 2028-2029.

2.4. Production derrière le compteur

Énergie NB propose un programme qui permet aux clients de raccorder au réseau une production d'énergie renouvelable derrière le compteur à partir de sources telles que le solaire, la petite hydroélectricité ou l'éolien. Un compteur intelligent doté de capacités bidirectionnelles enregistre à la fois l'électricité fournie au client et tout excédent d'électricité qu'Énergie NB récupère de l'unité de production du client après sa propre consommation, permettant ainsi aux Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises de compenser leur consommation d'énergie.

Au 1er janvier 2026, Énergie NB comptait 27 MW de production derrière le compteur raccordée dans le cadre du programme de mesurage net. Ce chiffre devrait augmenter considérablement au cours des vingt prochaines années, les prévisions allant de 300 à 700 MW d'ici 2046. Se reporter à l'annexe F pour obtenir des informations détaillées concernant les prévisions relatives à la production derrière le compteur.

Énergie NB propose également un programme de production intégrée destiné aux grands clients d'usage général ou industriel, leur permettant de raccorder des générateurs de plus grande puissance au réseau. À l'heure actuelle, ce programme compte une puissance installée de 16,3 MW.

2.5. Ressources de transport

Le réseau de transport d'Énergie NB est composé de 6 900 km de lignes de transport, de postes et de dispositifs de contrôle. Il est conçu pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux clients du Nouveau-Brunswick, tout en offrant la possibilité au service public d'exporter de l'énergie vers les services publics avoisinants et d'en importer d'eux.

Le réseau de transport du Nouveau-Brunswick est un simple élément d'un réseau de transport en bloc beaucoup plus vaste faisant partie de l'interconnexion de l'Est, qui s'étend du centre du Canada à la côte de l'Atlantique (sauf le Québec), au sud vers la Floride et à l'ouest vers les Rocheuses (sauf le Texas). Des lignes de transport interconnectées et un cadre de libre accès servent à transporter l'électricité d'un territoire à l'autre en vertu de règles strictes qui permettent d'assurer un service ouvert, équitable et fiable.

Le fait d'avoir une interconnexion solide avec les réseaux avoisinants revêt, pour Énergie NB, une grande importance. Le Nouveau Brunswick est bien positionné, avec des interconnexions directes au Québec, à l'Île du Prince Édouard, en Nouvelle Écosse et en Nouvelle Angleterre. Le Nouveau Brunswick est un importateur net d'énergie et dépend fortement des régions avoisinantes pour répondre aux besoins énergétiques intraprovinciaux annuels. Ces interconnexions soutiennent également le réseau en contribuant directement ou indirectement à la réserve de puissance. Cela permet de réduire les coûts pour les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises puisqu'on réduit la nécessité de mobiliser une capacité de production accrue qui devrait être connectée au réseau en tout temps pour desservir les clients.

Énergie NB évalue régulièrement le réseau de transport afin de s'assurer qu'il respecte les normes de fiabilité et qu'il procure des avantages à la population du Nouveau-Brunswick ainsi qu'aux autres clients.

Bien que les exigences de suffisance soient respectées, les besoins intraprovinciaux et la charge des clients exercent une pression sur le réseau de transport. Énergie NB est consciente des contraintes de transport dans certaines régions du Nouveau Brunswick et examine des solutions pour y remédier, notamment :

- des infrastructures de transport supplémentaires
- des réductions ciblées de la demande
- l'implantation stratégique de toute nouvelle production

2.6. Nouvelles exigences en matière de transport

Les nouvelles exigences en matière de transport sont motivées par plusieurs facteurs potentiels, notamment :

- le besoin de raccorder de nouvelles ressources de production ou de stockage d'énergie
- les mises hors service de centrales
- la croissance de la charge intraprovinciale
- les besoins en importation et en exportation
- la fiabilité du réseau
- les normes de fiabilité de l'industrie
- les demandes des clients
- le soutien du réseau pour intégrer des volumes accrus de production d'énergie renouvelable variable

Les décisions futures concernant les centrales de Belledune et de Mactaquac ont une incidence importante sur les exigences en matière de transport afin de maintenir la fiabilité du réseau, puisque ces ressources fournissent des services essentiels au réseau. Ainsi, pour la première fois, les coûts de transport ont été intégrés à la planification intégrée des ressources, ce qui constitue une avancée importante par rapport à l'élaboration des PIR précédents.

La croissance de la production d'énergie renouvelable variable et la dépendance accrue à son égard ont également une incidence sur la fiabilité du réseau de transport et sur les exigences associées. À mesure que davantage d'énergie éolienne et solaire sont intégrées au réseau, des ressources supplémentaires, telles que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques de puissance réactive (STATCOM), seront nécessaires pour assurer la stabilité du réseau. Les coûts de ces ajouts de renforcement du réseau de transport sont pris en compte dans l'évaluation de ces technologies.

Des ressources telles que l'installation RIGS intègrent des capacités de compensateur synchrone permettant de fournir des services essentiels au réseau, tels que le suivi de la charge, le soutien réactif dynamique et l'inertie du réseau, qui sont essentiels à l'exploitation d'un réseau fiable. Cela revêt une importance particulière dans le sud-est de la province, où le réseau de transport est confronté à la fois à des congestions et à une forte concentration de production d'énergie renouvelable.

Énergie NB et la Nouvelle Écosse travaillent actuellement à la mise en double de la ligne de transport de 345 kV reliant Salisbury (N.-B.) à Onslow (N.-É.). Bien que ce projet vise principalement à répondre aux besoins de la Nouvelle Écosse, il a une incidence positive sur la fiabilité du réseau et la congestion du transport. Énergie NB a entrepris des discussions sur la fiabilité du réseau ainsi que des analyses préliminaires afin de déterminer les travaux supplémentaires nécessaires pour accroître les capacités de transfert des interconnexions.

Des possibilités existent également pour accroître la capacité d'interconnexion de transport avec les territoires avoisinants, ce qui permettrait d'augmenter les importations et les exportations d'énergie dans la région. Une analyse de ces possibilités est présentée plus en détail à la section 6.3.

2.7. Lois et réglementations relatives aux gaz à effet de serre

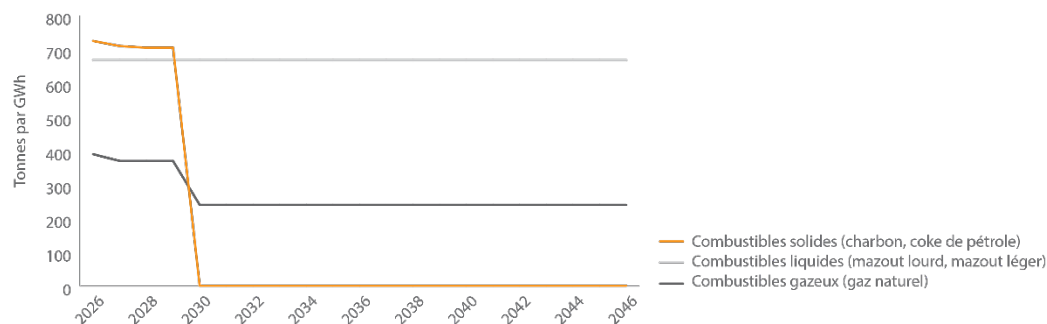
Le secteur des services publics d'électricité est fortement réglementé et assujéti à de nombreuses lois fédérales et provinciales. Énergie NB est tenue, en vertu de la Loi sur l'électricité, de respecter les normes établies par la North American Electric Reliability Corporation (NERC) pour l'exploitation sûre et fiable du réseau de production transport en bloc en Amérique du Nord. De plus, en tant que membre à part entière du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Énergie NB adhère aux critères et aux normes régionales du NPCC pour la région du Nord Est. À elles deux, ces organisations établissent des exigences précises pour la planification et l'exploitation du réseau de production transport en bloc. Énergie NB intègre toutes les normes et tous les critères pertinents de la NERC et du NPCC dans sa planification de la suffisance des ressources lors de l'élaboration du Plan intégré des ressources. Pour plus de détails, se reporter à la section 3.

Les lois fédérales et provinciales couvrent plusieurs domaines, mais portent principalement sur l'environnement et les émissions de carbone. À l'échelle provinciale, la *Loi sur l'électricité* établit des niveaux précis d'efficacité énergétique à atteindre et 40 % des ventes totales d'électricité d'Énergie NB en kilowattheures dans la province proviennent de ressources renouvelables.

La *Loi sur les changements climatiques* du Nouveau-Brunswick constitue un cadre législatif clé visant la gestion et la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la province. Cette loi permet notamment la mise en œuvre d'un système de tarification du carbone fondé sur le rendement applicable aux grandes installations industrielles en exploitation au Nouveau Brunswick. Les normes de rendement varient selon le type de combustible et deviennent plus strictes au fil du temps. Énergie NB est assujéti à des coûts liés au carbone pour les émissions qui dépassent les normes de rendement établies dans le cadre de ce système. Il est prévu que les normes d'intensité applicables demeurent en vigueur pendant toute la période d'analyse du PIR.

La tarification du carbone dans le cadre de ce système est fixée à 110 \$ la tonne pour la période de conformité de 2026 et doit augmenter de 15 \$ la tonne chaque année jusqu'à atteindre 170 \$ la tonne en 2030.

Figure 2.3: Normes d'intensité des émissions — système de tarification du carbone fondé sur le rendement du Nouveau Brunswick

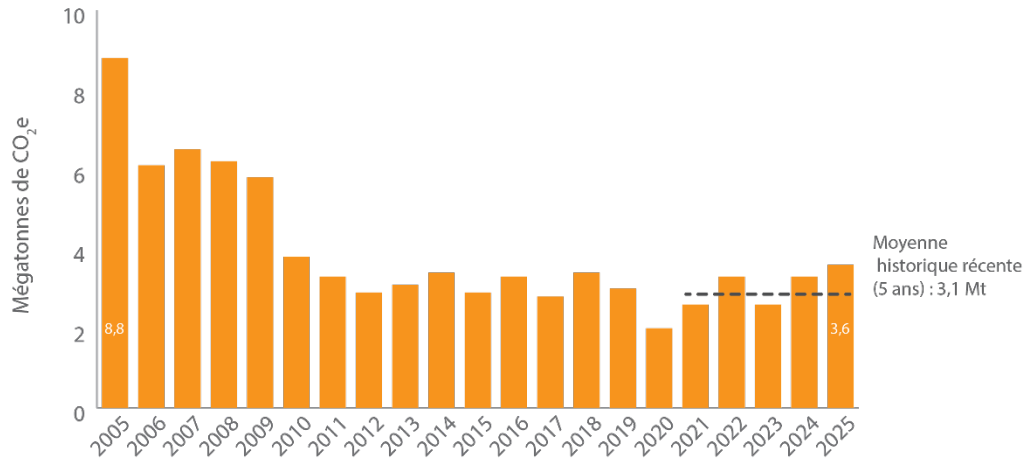


Le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau Brunswick est maintenu pendant la période de prévision dans les scénarios visant la carboneutralité d'ici 2050. Dans les scénarios visant la carboneutralité d'ici 2035, on suppose que ce système est remplacé par un autre mécanisme de tarification du carbone qui ne repose pas sur des normes d'intensité et qui entraîne une augmentation du prix effectif du carbone. Se reporter à la section 5.2 et à l'annexe C « Considérations relatives aux politiques » pour de plus amples renseignements sur les hypothèses associées aux scénarios de carboneutralité.

Le Nouveau Brunswick et Énergie NB reconnaissent l'importance des changements climatiques ainsi que le rôle de la province dans l'atteinte des engagements du Canada visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les cibles provinciales en matière de changements climatiques continuent d'influencer le rythme de décarbonation d'Énergie NB et sont prises en compte dans les scénarios analysés dans le PIR. Comme le montre la figure 2.4, Énergie NB continue de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la province, ayant réduit ses émissions d'environ 65 % depuis 2005 jusqu'à aujourd'hui. Les lois et règlements existants ont été intégrées au PIR et Énergie NB vise à contribuer à l'atteinte du prochain jalon provincial de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030¹⁵.

¹⁵ La province vise une réduction de 30 % des émissions par rapport aux niveaux de 2005, soit l'équivalent de 10,7 Mt d'ici 2030.

Figure 2.4: Émissions historiques de gaz à effet de serre d'Énergie NB (2005-2025)^{16,17}



Les lois et réglementations fédérales influencent également la façon dont Énergie NB aborde la planification à long terme. En 2021, le Canada a établi une nouvelle cible visant à réduire les émissions de CO₂ équivalent (CO₂e) de 40 % à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030, conformément à la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*¹⁸. Cette loi établit également un objectif d'atteindre la carboneutralité à l'échelle de l'économie d'ici 2050. Le Plan de réduction des émissions du Canada¹⁹ précise les cibles, les objectifs et les mesures visant à atteindre la carboneutralité dans tous les secteurs, y compris l'élimination progressive de la production d'électricité au charbon d'ici 2030.

¹⁶ Les émissions pour 2025 sont estimatives (non vérifiées).

¹⁷ Les données sur les émissions sont fondées sur des données internes relatives aux installations appartenant à Énergie NB.

¹⁸ Gouvernement du Canada. Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité (L.C. 2021, ch. 22). <https://laws-lois.justice.gc.ca/fr/lois/c-19.3/texte.html>

¹⁹ Gouvernement du Canada. Plan de réduction des émissions pour 2030. Consulté à l'adresse suivante : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique.html>

Entré en vigueur en décembre 2024, le Règlement sur l'électricité propre constitue un élément clé de la législation fédérale visant à permettre des réductions importantes des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité et à placer le Canada sur une trajectoire menant à la carboneutralité d'ici 2050.²⁰ Les unités réglementées seront limitées annuellement à 569,4 tonnes de CO₂e par mégawatt installé pour la période de 2035 à 2049²¹. À partir de 2050, le secteur de l'électricité devra atteindre une véritable carboneutralité, les émissions devant être éliminées ou compensées par d'autres mesures de réduction ou d'élimination du carbone.

Bien que ce règlement limite les émissions, il ne les élimine pas entièrement, ce qui permet l'exploitation d'installations de production de pointe, telles que les turbines à combustion, afin d'assurer la fiabilité du réseau électrique.

Pour une analyse détaillée des incidences des différentes lois et réglementations sur la modélisation du PIR, se reporter à l'annexe C « Considérations relatives aux politiques ».

2.8. Développements futurs du réseau

Au cours des 20 prochaines années et au-delà, des changements surviendront dans les technologies et l'emplacement des sources de production. Ces changements du côté de l'approvisionnement nécessiteront de nouvelles infrastructures de transport afin de renforcer et de soutenir les infrastructures de transport actuelles.

Le PIR comprend les résultats de l'analyse des besoins en infrastructures de transport de soutien nécessaires à l'intégration de nouvelles ressources éoliennes, solaires, de stockage par batteries et de production nucléaire. À mesure que des décisions d'investissement en production seront prises, les coûts de transport seront également pris en compte dans le coût total aux fins de la prise de décision.

²⁰ Gouvernement du Canada. Règlement sur l'électricité propre, DORS/2024-263. Consulté à l'adresse suivante : <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2024-263/texte.html>

²¹ Le Règlement sur l'électricité propre prévoit que toutes les émissions du secteur de l'électricité doivent respecter une limite d'intensité des émissions de 65 tonnes de dioxyde de carbone équivalent par gigawattheure d'électricité pouvant théoriquement être produite. Cela équivaut mathématiquement à $65 \text{ t/GWh} \times 8\,760 \text{ h} = 569,4 \text{ t/MW}$. À titre d'exemple, la centrale de Coleson Cove, dont la capacité installée est de 972 MW, aurait une limite d'émissions de $972 \times 569,4 = 533\,457$ tonnes par année.

3. Planification du réseau

Énergie NB assure un approvisionnement sûr et fiable en électricité aux habitants du Nouveau-Brunswick en veillant à l'exploitation fiable des ressources de transport, de distribution et de production. Les gouvernements reconnaissent l'importance de maintenir la fiabilité du réseau électrique en mettant en place des politiques publiques qui imposent aux services publics de toute l'Amérique du Nord de se conformer à des normes de fiabilité.

Au Nouveau-Brunswick, Énergie NB applique les normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) ainsi que les critères du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Énergie NB réalise également des évaluations de planification, comme l'exigent la NERC et le NPCC, pour la région des Maritimes²².

La capacité d'Énergie NB à fournir une électricité sûre et fiable repose d'abord sur la planification du réseau. Énergie NB adopte les normes de fiabilité comme cadre de planification du réseau. Il est essentiel qu'Énergie NB tienne compte à la fois de la planification de la capacité de production et de la planification du transport afin de maintenir la sécurité énergétique et la fiabilité du réseau.

Le secteur des services publics connaît actuellement une transformation importante dans la manière dont l'électricité est produite. Les sources de production traditionnelles, telles que le charbon et le mazout, sont remplacées par une dépendance accrue à l'énergie éolienne, à l'énergie solaire et aux transferts d'électricité entre territoires. Cette dépendance à des sources de production plus variables exige une attention accrue aux sources de production de secours afin d'assurer la fiabilité et la sécurité du réseau. Les sources d'approvisionnement de secours sont essentielles pour garantir un approvisionnement continu en électricité aux abonnés. Qu'il s'agisse de répondre aux pointes de courte durée ou de faire face à des interruptions d'approvisionnement à plus long terme, les turbines à combustion et les systèmes de stockage par batteries jouent un rôle clé pour assurer une alimentation électrique fiable et constante pour l'ensemble des clients d'Énergie NB.

²²Le Northeast Power Coordinating Council définit la région des Maritimes comme comprenant le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et le nord du Maine.

3.1. Planification de la capacité

La planification de la capacité vise à s'assurer que des ressources de production suffisantes sont disponibles pour répondre aux besoins du réseau. Traditionnellement, dans les grands réseaux thermiques ou hydroélectriques, la planification de la fiabilité reposait sur l'identification de la charge de pointe horaire annuelle ou saisonnière et sur la mise en place d'une capacité suffisante pour y répondre, tout en tenant compte de la perte de la plus grande unité de production. Chaque installation de production était alors considérée comme étant essentiellement indépendante.

La transition vers des réseaux électriques à faibles émissions de carbone ajoute de la complexité au processus de planification de la capacité et modifie la manière dont la planification de la fiabilité et de la capacité est réalisée.

À mesure que la production d'énergie renouvelable variable se développe et que la variabilité de l'électricité injectée dans le réseau augmente, les responsables de la planification du réseau doivent tenir compte non seulement des pics de consommation et des pannes imprévues de production, mais aussi du degré de corrélation entre la production éolienne et la production solaire au sein de leur réseau.

Dans un réseau, les éoliennes ne sont pas indépendantes les unes des autres, contrairement aux générateurs traditionnels. Si le vent faiblit, la production éolienne de toute une région s'en trouve réduite. Il est donc désormais nécessaire de planifier en tenant compte des périodes où la quantité d'électricité disponible pour le réseau est limitée. De plus, l'importance et l'impact d'un événement de baisse de production augmentent à mesure que la part d'une source unique de production renouvelable variable augmente par rapport à l'ensemble des sources. Par conséquent, la charge de pointe n'est plus la seule valeur déterminant les besoins en capacité de production.

Les responsables de la planification doivent désormais évaluer la probabilité et la durée d'une baisse de la production d'énergie renouvelable et déterminer comment le réseau compensera ces pertes. Ils doivent également évaluer comment le réseau pourra répondre à la demande pendant les longues périodes où l'énergie éolienne, solaire ou les importations ne sont pas disponibles, et d'où proviendra l'électricité de remplacement. Il est également important de prendre en compte les corrélations entre les conditions météorologiques des régions voisines et la durée potentielle des déficits de production.

Énergie NB maintient une marge de réserve de planification équivalente à 20 % de la charge ferme afin de couvrir la variabilité des prévisions de charge et l'indisponibilité des générateurs. Cette marge de réserve de planification de 20 % est confirmée par des études annuelles sur les pertes de charge prévues menées par la NPCC.²³ Cela signifie que le modèle du PIR suppose, dans tous les scénarios, que la capacité de production ferme dépasse la demande de pointe ferme maximale de 20 % pour toutes les années. Cette approche est conforme aux critères de fiabilité relatifs aux pertes de charge prévues établis par la NPCC²⁴.

3.2. Planification du transport

Le réseau électrique doit disposer de ressources de transport suffisantes pour acheminer l'électricité vers les clients, tout en étant capable de résister aux perturbations et aux événements imprévus.

Énergie NB veille à ce que des ressources adéquates soient disponibles pour maintenir la fiabilité du réseau électrique en respectant les normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) ainsi que les critères régionaux du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Ces normes visent à garantir que le réseau de production transport en bloc est conçu pour fonctionner dans des limites sûres, de manière à résister aux perturbations et à prévenir les pannes en cascade ou les pannes généralisées.

Énergie NB réalise des études de planification du transport afin d'évaluer les conditions du réseau en fonction de la charge prévue des clients, des ressources de production et de la configuration du réseau de transport, afin de déterminer si le réseau électrique dispose de ressources suffisantes pour maintenir la fiabilité du réseau. Les résultats de ces études définissent les limites d'exploitation sécuritaires du réseau ainsi que les seuils supérieurs et inférieurs pour l'importation et l'exportation d'électricité au Nouveau Brunswick.

Comme Énergie NB est un importateur net d'énergie, la présence d'interconnexions solides avec les territoires avoisinants constitue un élément essentiel pour maintenir la fiabilité du réseau électrique au Nouveau Brunswick. Énergie NB s'appuie quotidiennement sur ces interconnexions pour fournir de l'énergie, des réserves de puissance et pour maintenir la fiabilité lors de perturbations et d'événements imprévus.

Dans l'élaboration du PIR, les modèles respectent les limites d'exploitation sécuritaires liées aux capacités d'importation et d'exportation lors de l'évaluation des volumes d'énergie pouvant être transportés vers et depuis le Nouveau Brunswick, tout en respectant les exigences des normes de fiabilité.

²³ NPCC et coll. 2025 *Maritimes Comprehensive Area Review of Resource Adequacy*, octobre 2025.
<https://www.npcc.org/reliability-services/>

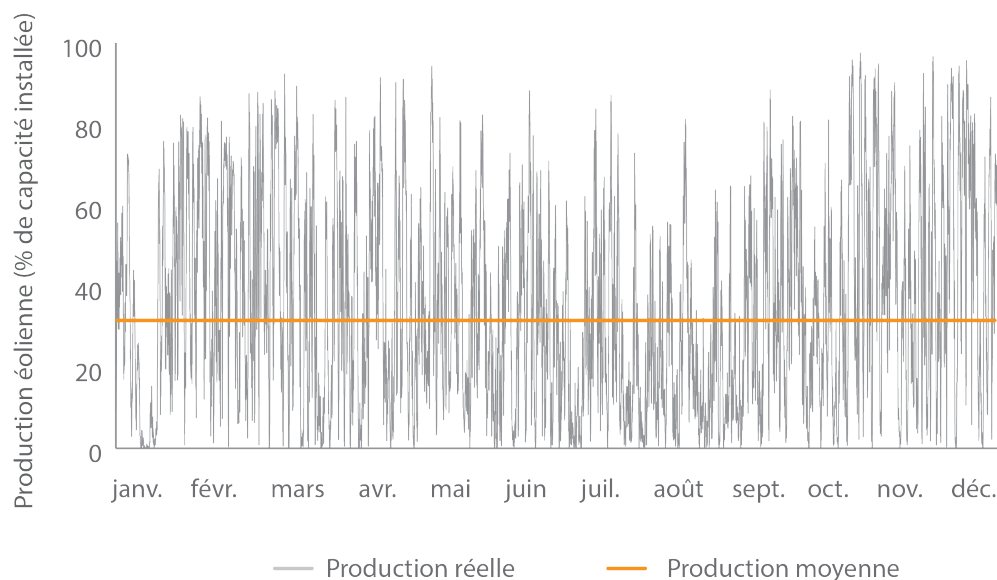
²⁴ NPCC. Répertoire no 1 : *Design and Operation of the Bulk Power System*, 2024.
<https://www.npcc.org/standards/regional-criteria>

3.3. Ressources intermittentes

Un des aspects les plus complexes de la planification de la capacité est la gestion de la variabilité des ressources. Au Nouveau Brunswick, la ressource intermittente la plus courante est l'énergie éolienne. Énergie NB dispose actuellement de 374 MW de production éolienne dans la province, avec une capacité additionnelle de 702 MW dont la mise en service est prévue d'ici la fin de 2028. Le PIR doit tenir compte de l'intégration de ce volume croissant de production éolienne dans le réseau d'Énergie NB, ainsi que de la façon dont le réseau équilibrera cette variabilité afin d'assurer un approvisionnement fiable en électricité.

La figure 3.1 présente la production éolienne réelle et moyenne pour la capacité installée au Nouveau Brunswick en 2025. La courbe de production réelle illustre la variabilité de la production éolienne sur une période d'un an. La courbe moyenne met en évidence un facteur de capacité annuel moyen de 33 %.²⁵

Figure 3.1: Production éolienne horaire 2025



Afin d'illustrer la variabilité de la production éolienne, les tableaux ci-dessous présentent la fréquence et la durée des périodes de faible vent au Nouveau-Brunswick au cours des cinq dernières années.

²⁵ Les améliorations de la technologie éolienne ont permis d'augmenter l'efficacité et les facteurs de capacité prévus des projets futurs à 40 %, comme indiqué à l'annexe H.

Le tableau 3.1 montre que, pendant 28 % des heures d’une année, la production éolienne réelle était inférieure à 10 % de la capacité éolienne installée.

Tableau 3.1 Fréquence des périodes de faible production éolienne (moyenne sur cinq ans)

Production éolienne (% de la capacité installée)	Heures par année	Heures par année (%)
Inférieure à 30 %	5 572	64 %
Inférieure à 20 %	4 180	48 %
Inférieure à 10 %	2 419	28 %
Inférieure à 5 %	1 415	16 %

Les périodes de faible vent peuvent également se prolonger sur plusieurs heures consécutives. Par exemple, le tableau 3.2 indique qu’il y a eu 21 occurrences où la production éolienne réelle est demeurée inférieure à 10 % de la capacité installée pendant une période de 24 heures.

Tableau 3.2 Fréquence des périodes prolongées de faible production éolienne (c.-à-d. inférieure à 10 % de la capacité installée) (moyenne sur cinq ans)

Durée consécutive inférieure à 10 %	Fréquence (nombre d’occurrences)
12 heures	67
24 heures	21
48 heures	5
210 heures (maximum)	1

La variabilité de la production éolienne entraîne également des besoins de modulation, selon lesquels la production répartissable doit augmenter ou diminuer rapidement afin d’équilibrer la variabilité des ressources intermittentes. Par exemple, les 374 MW²⁶ de capacité éolienne installée existante se traduisent par un besoin moyen intraprovincial de modulation horaire de 17 MW.

Ce besoin de modulation met en évidence les défis associés à l’intégration des ressources intermittentes à mesure que leur part augmente dans le réseau. De plus, la variabilité de ces ressources exige que certaines unités thermiques existantes, qui ne peuvent pas être démarrées et arrêtées quotidiennement, demeurent en service afin de répondre à la demande de pointe, d’équilibrer la charge ou d’équilibrer la production renouvelable, même durant les périodes où elles ne sont pas requises. En plus des besoins de modulation, des ressources fournissant des services auxiliaires — telles que les compensateurs synchrones — sont nécessaires pour maintenir la stabilité du réseau à mesure que la pénétration des énergies renouvelables augmente.

²⁶ Cela n’inclut pas la production éolienne derrière le compteur.

Au-delà de l'équilibrage de la production, des contraintes supplémentaires liées à l'énergie éolienne apparaissent lors de périodes de faible charge. Les besoins du réseau d'Énergie NB peuvent descendre à aussi peu que 900 MW durant les nuits estivales douces. Plusieurs centrales de production et contrats ne peuvent être réduits pour ces périodes de faible charge, ce qui peut entraîner des surplus d'énergie. Par conséquent, Énergie NB peut être contrainte d'effectuer des ventes d'exportation à faible revenu ou de procéder à des réductions de production sans revenus, ce qui contribue à augmenter le prix moyen de l'énergie. Ces conditions favorisent également les possibilités de stockage, en permettant l'utilisation de ces surplus pour la recharge.

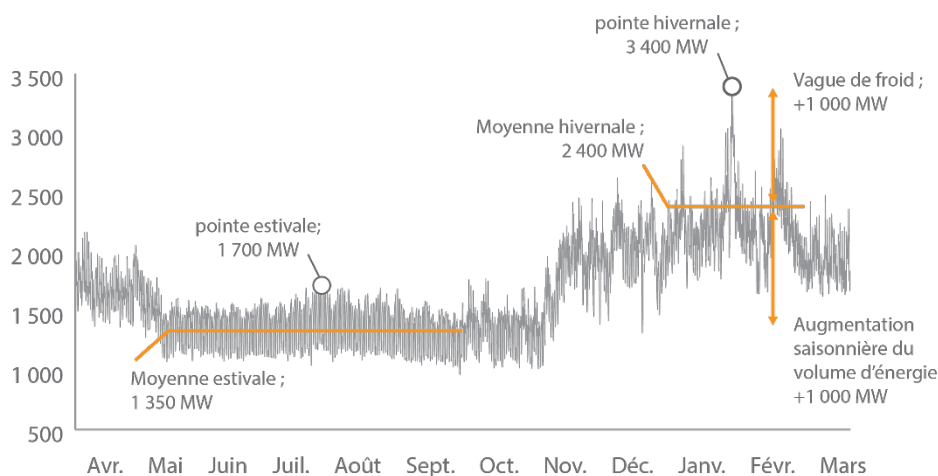
Énergie NB tient compte de ces conditions d'exploitation lorsqu'elle évalue les coûts et les avantages liés à l'ajout de ressources renouvelables variables, telles que l'éolien et le solaire.

3.4. Variabilité de la charge

Un autre aspect complexe de la planification de la capacité est la gestion de la variabilité de la charge. La demande d'électricité au Nouveau-Brunswick varie de façon importante au cours de la journée et selon les saisons.

Le graphique de la figure 3.2 illustre le profil de charge des besoins énergétiques au Nouveau-Brunswick sur une année typique. Il met en évidence une variation saisonnière importante, avec une augmentation moyenne de 77 %, soit une différence d'environ 1 000 MW entre l'été et l'hiver. Bien que l'attention soit généralement portée sur la satisfaction de la demande de pointe hivernale, Énergie NB doit également relever des défis liés à la demande minimale observée en été ainsi qu'aux écarts saisonniers de charge entre l'hiver et l'été.

Figure 3.2: Profil de charge du réseau du Nouveau-Brunswick

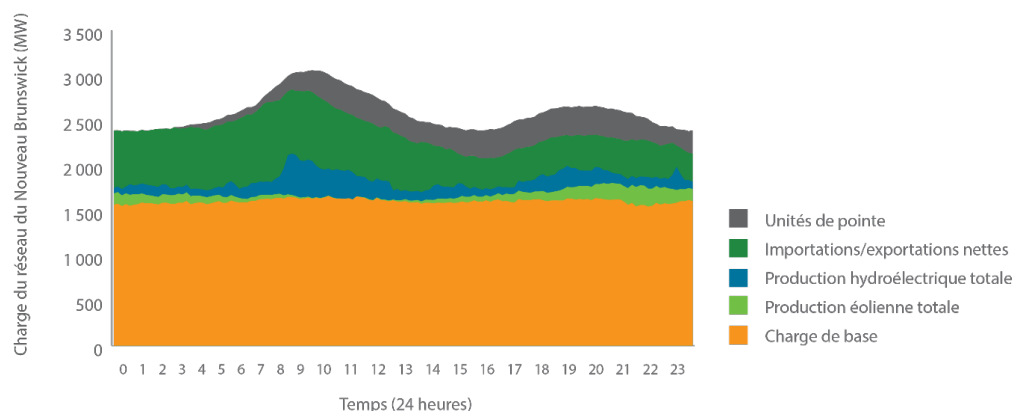


Selon la saison, l'énergie nécessaire pour desservir les abonnés varie considérablement. Lors d'une journée froide d'hiver, comme illustré à la figure 3.3, la demande de pointe matinale augmente fortement et peut dépasser 3 000 MW. À mesure que la journée progresse, la charge diminue en milieu de journée. Une seconde pointe, généralement plus faible, se produit en soirée lorsque la demande de chauffage augmente. Pendant la nuit, la charge diminue naturellement.

Énergie NB assure la sécurité énergétique en hiver en desservant les abonnés à l'aide d'un portefeuille diversifié de ressources, comme illustré à la figure 3.3. À la base se trouve la production de base — notamment les centrales de Point Lepreau, de Bayside et de Belledune — suivie des ressources renouvelables disponibles ainsi que des achats d'énergie auprès des services publics avoisinants.

Bien qu'ils ne soient pas illustrés dans le graphique, les programmes de gestion de la demande sont également utilisés pour réduire la charge durant les pointes matinales. La production hydroélectrique est principalement utilisée pour réguler et équilibrer les fluctuations de la charge et de la production tout au long de la journée. Au besoin, des unités de pointe sont mises en service pour répondre aux besoins du réseau lors de périodes de froid extrême ou lorsque le réseau est sous contrainte.

Figure 3.3: Exemple de distribution en hiver (10 février 2025)



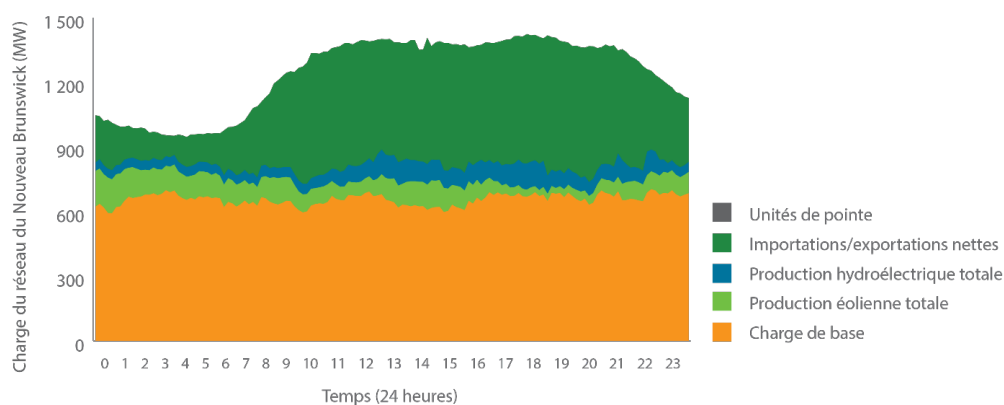
À l'inverse, lors d'une journée estivale chaude, comme illustré à la figure 3.4, la demande matinale augmente progressivement et demeure relativement stable tout au long de la journée en raison de la demande en climatisation. Pendant la nuit, la charge diminue naturellement et peut atteindre des niveaux aussi bas que 900 MW.

La structure d'approvisionnement estivale repose sur les mêmes types de ressources, mais à des niveaux nettement inférieurs. Par exemple, la production de base en été est

généralement inférieure d'environ 1 000 MW à celle observée en hiver, ce qui correspond aux variations saisonnières de la charge moyenne. Dans le cas des ressources hydroélectriques, les débits des rivières influencent fortement leur disponibilité. Lorsque les débits sont élevés, il est nécessaire de produire de l'électricité ou de déverser l'eau, ce qui augmente les volumes d'énergie à prendre et entraîne un besoin accru d'exportations ou de réductions de production. Lorsque les débits sont très faibles — notamment en août et en septembre — Énergie NB peut devoir limiter l'utilisation de la production hydroélectrique pour répondre à la charge et à la variabilité de la production.

Actuellement, Énergie NB doit recourir à la production émettrice pendant les périodes de faible production hydroélectrique. À l'avenir, cette production sera vraisemblablement assurée par une combinaison de ressources renouvelables, de production émettrice et de systèmes de stockage par batteries. Cette situation touche tant les périodes estivales qu'hivernales. Enfin, les programmes de gestion de la demande et les unités de pointe sont généralement peu utilisés durant l'été.

Figure 3.4: Exemple de distribution en été (26 août 2025)



À mesure que davantage de ressources renouvelables sont intégrées au réseau, la réduction de la production afin de répondre à la demande minimale estivale deviendra plus complexe. Avec une demande minimale inférieure à 1 000 MW, la capacité de réduire la production d'autres ressources peut être limitée, selon les unités de production de base en service.

Énergie NB, par l'entremise de sa filiale Commercialisation de l'énergie du Nouveau-Brunswick, tente d'utiliser ces surplus pour reconstituer les retenues hydroélectriques ou les vendre sur les marchés voisins. Toutefois, ces options sont limitées par les capacités d'interconnexion de transport ainsi que par la capacité des marchés à absorber ces surplus.

De même que la charge est minimale la nuit au Nouveau-Brunswick, elle l'est également dans les territoires avoisinants, ce qui exerce une pression à la baisse sur les prix du marché et limite les possibilités de ventes économiques. Dans certains cas, la production renouvelable doit être réduite faute de débouchés pour l'énergie produite. Ces conditions présentent à la fois des défis et des possibilités qu'Énergie NB doit prendre en compte dans la planification à long terme du réseau.

3.5. Contribution à la planification de la capacité

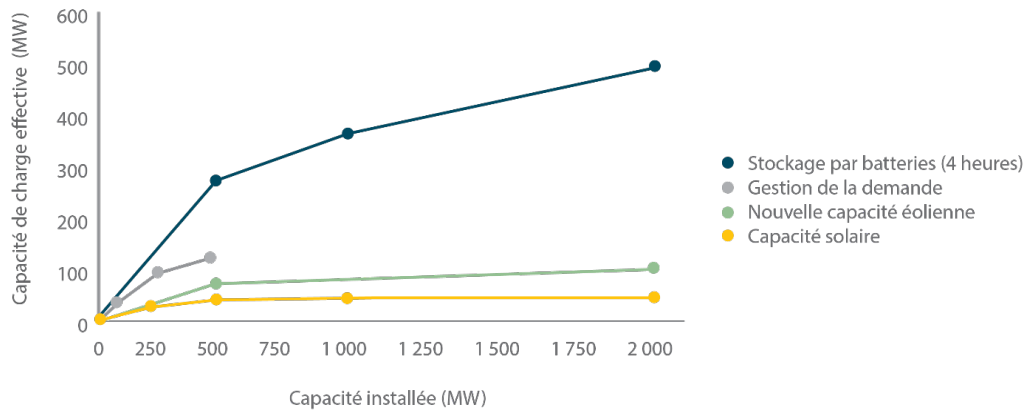
Énergie NB réalise des études de capacité de charge effective à l'aide d'un modèle probabiliste afin d'évaluer la capacité des ressources à répondre de façon fiable à la demande. Plus précisément, la capacité de charge effective permet de mesurer la contribution en capacité ferme d'une ressource au réseau pendant la période critique où la demande prévue est la plus élevée.

Historiquement, les sources de production hydroélectriques et thermiques fournissent une capacité fiable jusqu'à leur capacité maximale, tandis que les ressources intermittentes et à production limitée fournissent une capacité ferme inférieure à leur capacité installée.

La figure 3.5 présente les résultats des études de capacité de charge effective pour différentes technologies intermittentes et à production limitée, illustrant la diminution de la contribution en capacité ferme de chaque ressource à mesure que la capacité installée augmente.

Énergie NB reconnaît que l'énergie éolienne et solaire constitue une source d'énergie à faible coût. Toutefois, bien que les premières tranches de production contribuent à la fiabilité du réseau du Nouveau-Brunswick, cette contribution diminue pour chaque mégawatt additionnel de capacité installée.

Figure 3.5: Capacité de charge effective²⁷



Capacité solaire et capacité éolienne additionnelle

Pour les ressources solaires et la capacité éolienne additionnelle, la figure 3.5 montre que la contribution en capacité ferme du solaire est inférieure à 10 % pour 500 MW de capacité installée, et d'environ 15 % pour une capacité additionnelle de 500 MW d'énergie éolienne. Ces contributions sont limitées puisque les services publics ne contrôlent pas le moment de la production de ces ressources. Leur production est variable et difficilement prévisible. De plus, à mesure que la part des ressources renouvelables augmente, les défis de fiabilité se manifestent plus fréquemment lors de périodes de faible production renouvelable.

La probabilité que les ressources intermittentes contribuent à satisfaire la demande lorsqu'elles sont requises est nettement inférieure à celle des ressources de production traditionnelles. La corrélation de la production éolienne entre les sites limite la contribution de cette technologie et entraîne une diminution de la capacité de charge effective pour chaque tranche additionnelle de production éolienne ou d'énergie solaire.

Stockage par batteries (quatre heures)

Les résultats des études de capacité de charge effective indiquent que la contribution des batteries est supérieure à celle des ressources intermittentes, avec environ 58 % de capacité ferme provenant des premiers 500 MW de capacité installée.

²⁷ La capacité éolienne additionnelle correspond à la capacité éolienne qui n'est pas actuellement installée (374 MW) ni déjà planifiée (702 MW). Ces ressources existantes et planifiées présentent une capacité de charge effective moyenne de 23 %.

Bien que les batteries soient des ressources répartissables, leur capacité de stockage limitée peut réduire leur contribution en période de besoin. Par exemple, si une batterie est utilisée pour répondre à la demande de pointe et qu'une panne survient lorsqu'elle est épuisée, elle ne peut pas fournir d'énergie au réseau. De plus, lors de périodes prolongées de conditions froides, les besoins en énergie peuvent dépasser la durée de décharge des batteries. De même, des périodes prolongées de faible production éolienne, pouvant durer plusieurs jours, ne peuvent être couvertes par des batteries de durée limitée. Ces facteurs limitent la contribution du stockage par batteries en capacité de charge effective et entraînent une diminution de cette contribution à mesure que la capacité installée augmente.

Programmes de gestion de la demande

La contribution des programmes de gestion de la demande en capacité de charge effective dépend du type de charge réduite ainsi que de la conception des programmes. Un programme qui peut être appelé plus fréquemment offre une contribution plus importante qu'un programme limité à un faible nombre d'activations. De même, les programmes ciblant des charges de chauffage ont une durée limitée, puisqu'il n'est pas possible de réduire ces charges indéfiniment. Certaines charges présentent également un effet de rebond, où la demande devient plus élevée après un événement, ce qui réduit leur contribution en capacité de charge effective.

Énergie NB offre actuellement deux programmes de gestion de la demande destinés aux clients admissibles, totalisant 80 MW et représentant environ 40 MW en capacité de charge effective. Le programme de remboursement des pointes réduit la charge en semaine entre 7 h et 9 h, jusqu'à 12 fois entre décembre et mars. Le programme destiné aux grands clients industriels cible des clients capables de réduire leur charge à tout moment de l'année pour des périodes prolongées.

En 2025, Énergie NB a réalisé une étude de potentiel afin de déterminer les possibilités d'expansion des programmes de gestion de la demande. Selon les résultats de cette étude, et comme illustré à la figure 3.5, les premiers 200 MW de gestion de la demande offrent les bénéfices les plus importants, tandis que les contributions additionnelles sont plus limitées. Cela s'explique par le fait que la plupart des clients ne sont pas disposés à réduire leur consommation pendant de longues périodes et que les réductions de charge déplacent la demande vers d'autres heures. À mesure que ces programmes évoluent et sont optimisés, une contribution additionnelle marginale en capacité de charge effective pourrait être observée. Énergie NB continuera d'analyser et d'améliorer ces programmes afin de maximiser leur contribution à la fiabilité du réseau et leur valeur pour les clients.

3.6. Équilibre entre l’approvisionnement et la demande

L’équilibre entre l’approvisionnement et la demande fournit un aperçu global des besoins en demande de pointe d’Énergie NB pour la période d’étude allant de 2026 à 2046, ainsi que de l’approvisionnement existant et planifié pour y répondre.

L’analyse présentée à la figure 3.6 reflète les prévisions de demande de pointe pour le scénario de base et le scénario de forte croissance. Les détails relatifs à l’élaboration de la prévision de la demande de base, y compris les scénarios de forte croissance, sont présentés à l’annexe F « Prévision de la charge ». La prévision de la demande de pointe comprend :

- l’efficacité énergétique
- la gestion de la demande
- la croissance de la demande associée aux nouvelles industries émergentes potentielles
- la marge de réserve de planification
- les obligations liées à la capacité d’exportation

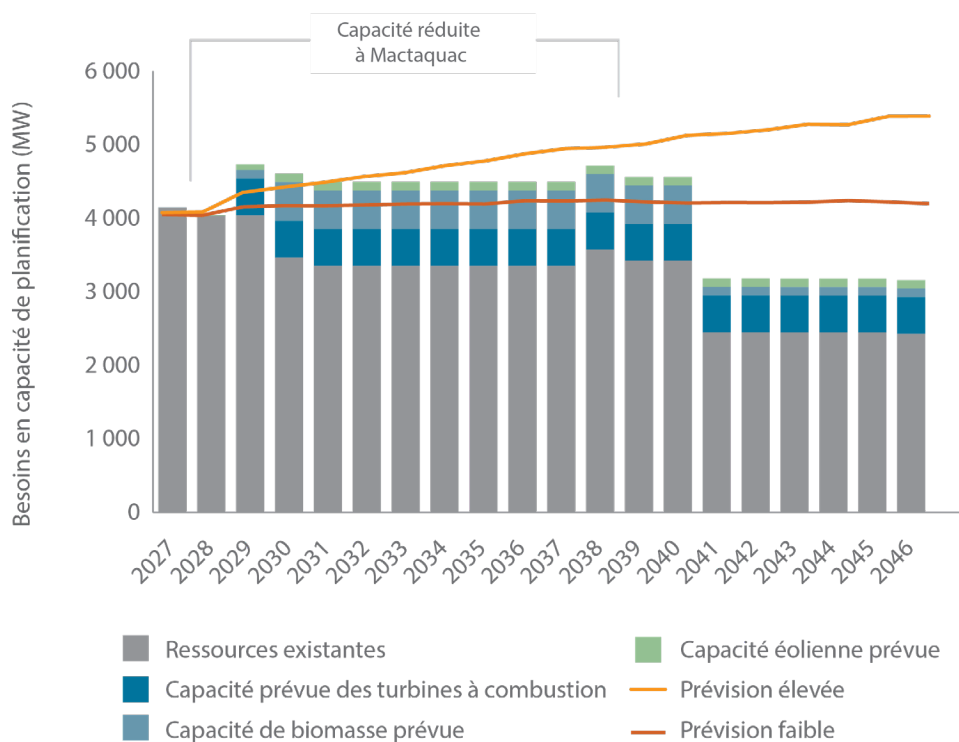
Énergie NB vend actuellement de la capacité et de l’énergie à l’Île-du-Prince-Édouard et au nord du Maine, et prévoit une vente future de 100 MW de capacité à la Nouvelle-Écosse dans le cadre du projet RIGS, lors de sa mise en service en 2028-2029. Le PIR suppose que ces ententes se poursuivent sur l’ensemble de la période de planification.

La conclusion d’ententes avec des réseaux avoisinants permet à Énergie NB de bénéficier d’économies d’échelle pour la construction de nouvelles sources de production, ainsi que de la possibilité de commercialiser des volumes excédentaires limités attribuables à la variabilité de la croissance de la demande auprès des réseaux voisins. Cela améliore la fiabilité pour le Nouveau-Brunswick et procure une valeur additionnelle aux Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises, contribuant à limiter les augmentations tarifaires.

L'analyse de l'équilibre entre l'approvisionnement et la demande inclut la capacité ferme provenant des ressources de production existantes, présentées au tableau 2.1. Le graphique illustre les principales évolutions suivantes :

- le déclassement partiel de la centrale de Mactaquac pendant sa réfection, de 2027-2028 à 2037-2038
- la construction d'une centrale à turbine à combustion de 500 MW en 2028-2029
- l'ajout, à compter de 2028-2029, de contrats d'achat d'électricité conclus avec de nouveaux projets éoliens
- l'ajout de 117 MW de production de biomasse provenant de grands clients industriels en 2028-2029
- la conversion du charbon à la biomasse à la centrale de Belledune en 2029-2030, réduisant la capacité nette de Belledune de 67 MW
- la perte de 270 MW en 2038-2039 attribuable à la fin de vie prévue de la centrale de Bayside
- la perte de 972 MW en 2040-2041 attribuable à la fin de vie prévue de la centrale de Coleson Cove Generating Station
- la perte de 410 MW en 2040-2041 attribuable à la fin de vie prévue de la centrale de Belledune

Figure 3.6: Équilibre entre l'approvisionnement et la demande



Le graphique de l'équilibre entre l'approvisionnement et la demande montre qu'Énergie NB présente un déficit de capacité de production en 2026-2027 ainsi qu'en 2027-2028, tant pour le scénario de base que pour le scénario de forte croissance. Ce déficit est comblé en 2028-2029 grâce à l'ajout du projet de turbine à combustion RIGS. Toutefois, dans le scénario de forte croissance de la demande, un déficit additionnel apparaît à partir de 2031-2032, ce qui entraîne un besoin de nouvelles ressources.

Bien qu'il soit théoriquement possible d'acheter de la capacité auprès des territoires voisins, de tels achats ne sont ni pratiques ni compatibles avec les exigences de sécurité énergétique, puisque ces régions atteignent généralement leur pointe simultanément avec le Nouveau-Brunswick et anticipent également une croissance importante de la demande et des besoins en capacité.

Les résultats de l'équilibre entre l'approvisionnement et la demande sont essentiels à la planification intégrée des ressources, puisqu'ils constituent un point de départ logique pour l'élaboration des modèles des scénarios de base. Ils fournissent également un aperçu rapide de l'écart de capacité ferme à combler afin de répondre aux besoins à long terme d'Énergie NB. L'étape suivante consiste à déterminer les ressources de production candidates qui seront disponibles au cours de la période d'étude afin de combler ces écarts.

4. Approvisionnement en ressources

4.1. Options d'approvisionnement

Afin d'élaborer le PIR, Énergie NB examine des options d'approvisionnement de tailles variées, utilisant différents combustibles, technologies, caractéristiques d'exploitation et structures de coûts. Bien que l'économie de chaque option soit un facteur clé afin d'assurer un approvisionnement au moindre coût et la viabilité financière, d'autres éléments doivent également être pris en compte, notamment la durabilité environnementale et la gestion des risques, y compris la sécurité énergétique et la fiabilité du réseau. Chaque option d'approvisionnement présente des avantages distincts. Cette section examine les différents éléments considérés dans le PIR pour évaluer les options permettant de répondre aux besoins du réseau électrique du futur.

Les émissions de gaz à effet de serre, les caractéristiques de répartition et la capacité à fournir des services auxiliaires constituent des facteurs importants, puisque toutes les options de production ne contribuent pas de manière équivalente à la sécurité énergétique. La consommation d'électricité évolue constamment et l'approvisionnement en énergie doit en tout temps être équilibré avec la demande. Énergie NB doit également maintenir un niveau minimal de capacité de réserve afin de respecter les normes de fiabilité. Certaines options de production répondent mieux que d'autres à ces exigences.

De façon générale, une option d'approvisionnement est considérée soit comme entièrement répartissable (contrôlable et prévisible), soit comme à exploitation limitée (peu ou pas contrôlable et peu prévisible). Les options entièrement répartissables peuvent être modulées à la hausse ou à la baisse et adapter leur production aux besoins du réseau électrique. D'autres technologies de production ont des capacités limitées; dans plusieurs cas, elles peuvent seulement réduire leur production pour s'adapter à la demande, sans pouvoir l'augmenter lorsque celle-ci croît. Certaines technologies ne peuvent pas moduler leur production en fonction de la demande.

Les sources d'énergie renouvelable variable, telles que l'éolien et le solaire, sont des exemples d'options à exploitation limitée. Elles dépendent de facteurs comme les conditions météorologiques et l'heure de la journée. Par conséquent, elles ne peuvent pas toujours répondre efficacement aux besoins de consommation des Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises. Ces ressources produisent lorsqu'elles le peuvent et cessent de produire lorsqu'elles ne le peuvent pas, indépendamment des besoins du réseau. Certaines installations intermittentes, notamment éoliennes et solaires, peuvent désormais réduire leur production par rapport à leur niveau naturel, ce qui permet un certain degré de contrôle par écrêtement (c.-à-d. la réduction volontaire de la production). Les coûts associés à l'écrêtement sont pris en compte dans les modèles d'Énergie NB pour ces ressources.

Le stockage par batteries constitue un autre exemple de ressource à exploitation limitée, puisque sa capacité de répartition dépend de son état de charge. Par exemple, une batterie utilisée pour répondre à la demande en période de pointe ou pour des raisons économiques peut être déchargée et ne plus être disponible en cas de déficit de production plus tard dans la journée. De même, une batterie réservée pour couvrir une panne de production ne peut fournir de réserve une fois déchargée, tant qu'elle n'a pas été rechargée. Ces contraintes réduisent la capacité des batteries à fournir de la production répartissable en tout temps.

Afin de rendre les sources d'énergie renouvelable variable plus utilisables, il est préférable de les combiner avec des ressources répartissables, des programmes de gestion de la demande ou des solutions de stockage d'énergie afin de répondre à la demande. Les volumes totaux de ce type de production doivent être étudiés régulièrement afin d'assurer la stabilité et la fiabilité du réseau.

4.2. Hypothèses relatives aux coûts d'approvisionnement

Le coût constitue un élément essentiel de l'analyse de l'approvisionnement. Il a une incidence importante sur les recommandations issues du processus du PIR. Dans le cadre de cette analyse, Énergie NB a évalué les coûts des options d'approvisionnement traditionnelles, des ressources énergétiques distribuées ainsi que des programmes de gestion de la demande.

Options d'approvisionnement traditionnelles

Énergie NB a retenu les services d'un expert tiers afin d'établir les paramètres de coûts des projets et des coûts d'exploitation pour les options d'approvisionnement potentielles au Nouveau-Brunswick. L'expert a fourni des projections de coûts d'investissement pour différentes technologies de production pouvant être construites dans la province. Les évaluations reposent sur des données internes provenant de projets similaires récents ainsi que sur des données publiques issues de conférences, de rapports, d'articles spécialisés et d'autres publications du secteur. Les coûts historiques ont été ajustés pour tenir compte de l'inflation jusqu'en dollars canadiens de 2025, le cas échéant.

À partir de l'ensemble des informations disponibles, l'expert a établi des trajectoires de coûts distinctes pour chaque technologie, en tenant compte des gains d'efficacité attendus et de la réduction des coûts à mesure que les technologies évoluent. Ces coûts ont ensuite été ajustés afin de refléter les conditions propres au Nouveau-Brunswick, notamment en ce qui concerne la main-d'œuvre, le transport des matériaux et d'autres facteurs. Les projections tiennent également compte des coûts propres à la province obtenus à partir de récentes soumissions dans le cadre de demandes de déclaration d'intérêt pour la construction de nouvelles installations de production.

Les estimations de coûts reflètent raisonnablement les coûts de construction des ressources au Nouveau-Brunswick. Aucun site précis n'a été sélectionné pour les différentes options, sauf dans le cas de modifications apportées aux installations existantes d'Énergie NB. Les coûts d'interconnexion au réseau de transport ont été ajoutés en utilisant des coûts typiques de raccordement des installations de production, et les coûts de renforcement du réseau de transport ont été inclus lorsque cela est applicable à certaines technologies. Les coûts liés au carbone sont intégrés dans les estimations du coût actualisé de l'énergie ainsi que dans la modélisation détaillée des coûts de production.

Les coûts d'investissement sont exprimés en coûts hors intérêts de construction²⁸. Ils incluent les coûts d'interconnexion au réseau ainsi que les coûts de renforcement du réseau propres à chaque technologie. Voir l'annexe D « Hypothèses économiques » pour les paramètres utilisés.

Les paramètres d'exploitation décrivant le fonctionnement typique des installations et leurs modes d'exploitation soutiennent les estimations des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Ces coûts comprennent l'exploitation, l'entretien, la main-d'œuvre, les matériaux ainsi que les coûts administratifs nécessaires à l'exploitation des installations. Les coûts d'exploitation n'incluent pas les coûts de combustible. Toutefois, des données sur les taux de rendement thermique sont fournies pour chaque technologie thermique. Énergie NB estime les coûts de combustible pour chaque option en utilisant ces caractéristiques ainsi que des prévisions de prix à long terme fournies par un consultant externe. Voir l'annexe E « Prix des combustibles et du marché » pour plus de détails. Dans le cas des centrales à cycle combiné au gaz naturel, les coûts liés aux réservations fermes de capacité de transport sont également inclus.

Un résumé des coûts de projet et des paramètres d'exploitation pour chaque option est présenté à l'annexe H « Paramètres de coûts de projet et d'exploitation ».

²⁸ Les coûts d'investissement sont exprimés en dollars constants et excluent les intérêts pendant la construction ainsi que l'escalade des coûts.

Ressources du côté de la demande

En plus des options d’approvisionnement, Énergie NB tient compte des ressources du côté de la demande. Celles-ci comprennent les programmes de réponse à la demande, les programmes de déplacement de la consommation et la modernisation des structures tarifaires.

Les programmes de réponse à la demande permettent de réduire la consommation sur demande lors de périodes de forte utilisation, en cas de perte soudaine de production ou pour éviter le recours à des sources de production coûteuses. Les programmes de déplacement de la consommation peuvent être planifiés à l’avance afin de transférer la demande d’énergie des périodes de pointe ou à coût élevé vers des périodes où les conditions économiques sont plus favorables. Ces programmes sont généralement planifiés plusieurs jours à l’avance et ne sont pas facilement disponibles pour répondre à des situations d’urgence. Les structures tarifaires peuvent également inciter les clients à modifier leurs comportements en déplaçant leur consommation vers les périodes hors pointe. Énergie NB prévoit évaluer ce type de programmes tarifaires afin d’élargir l’offre destinée aux clients.

Énergie NB dispose actuellement de programmes de réponse à la demande totalisant 80 MW, conformément à son plan de gestion de la demande. En collaboration avec des experts, Énergie NB a évalué le potentiel de ces programmes ainsi que les coûts associés.

Selon les résultats obtenus, le modèle du PIR suppose la disponibilité de deux tranches additionnelles de réponse à la demande : une première tranche ajoutant 146 MW (avec une capacité de charge effective de 58 MW) ; et une seconde tranche ajoutant 212 MW (avec une capacité de charge effective de 37 MW). Ces tranches ne correspondent pas à des programmes précis, mais à un ensemble de solutions, puisqu’Énergie NB prévoit qu’une combinaison de différentes approches sera nécessaire pour atteindre les volumes identifiés.

Dans l’ensemble des programmes du côté de la demande, il existe une limite au volume total de réduction de la demande. Les avantages diminuent à mesure que la courbe de charge s’aplanit. De plus, ces programmes comportent des coûts économiques et sociaux : les clients résidentiels renoncent à certains bénéfices liés à l’utilisation de l’électricité, tandis que les clients commerciaux et industriels peuvent réduire leur production ou renoncer à des opportunités économiques.

À mesure que ces coûts augmentent, le coût des programmes de réponse à la demande augmente également. Énergie NB poursuivra l’analyse de ces programmes afin d’optimiser leur conception, leur efficacité et la participation des clients, et étudiera les meilleures façons de partager les bénéfices associés à la réduction de la demande. Avec l’évolution des technologies, ces paramètres évolueront et seront réévalués dans les futurs PIR.

4.3. Résultats de l'analyse de l'approvisionnement

Afin d'élaborer le PIR, chaque option d'approvisionnement a été évaluée à l'aide d'analyses de coûts actualisés. Cette méthodologie permet d'évaluer les différentes options selon des paramètres tels que la taille, le type de combustible, la contribution en capacité, le facteur de capacité et la durée de vie prévue. Les résultats servent d'outil de présélection pour déterminer les technologies à inclure dans la planification détaillée de la capacité et la modélisation des coûts de production.

L'analyse comprend l'ensemble des coûts associés à chaque projet sur sa durée de vie, notamment :

- les coûts d'investissement initiaux
- les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration
- les coûts de combustible (le cas échéant), y compris le transport
- les coûts de financement
- les coûts environnementaux, y compris ceux liés aux émissions de carbone (le cas échéant)
- les coûts de renforcement du réseau de transport, y compris les services auxiliaires (le cas échéant)

Énergie NB a utilisé trois types d'analyses de coûts actualisés afin d'évaluer les sources d'énergie et la capacité potentielles en fonction des besoins du réseau.

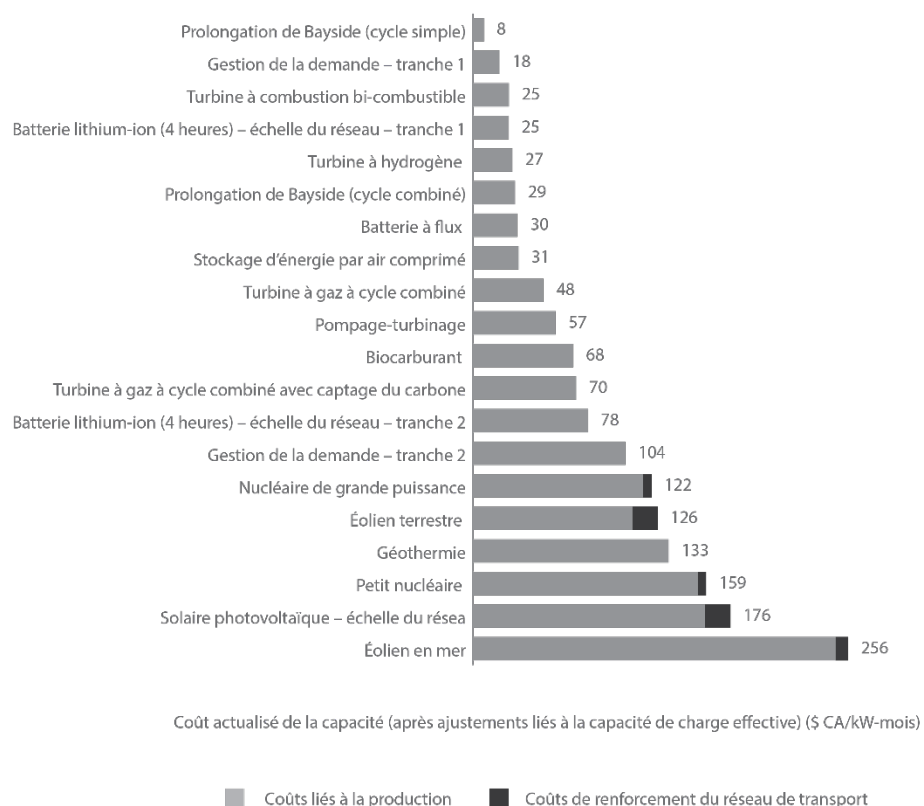
Coût actualisé de la capacité

Le coût actualisé de la capacité correspond au revenu requis par unité de capacité pour couvrir l'ensemble des coûts d'investissement et des coûts fixes d'exploitation, exprimé en dollars par kilowatt-mois, ajusté en fonction de la capacité de charge effective marginale de chaque option.

Pour les technologies de production traditionnelles répartissables, la capacité installée est équivalente à la contribution en capacité. Pour les technologies intermittentes ou à exploitation limitée, la contribution en capacité est inférieure à la capacité installée (voir section 3.5). Par conséquent, les ressources répartissables non intermittentes présentent un coût actualisé de la capacité inférieur à celui des technologies intermittentes.

Dans l'analyse du PIR, les coûts actualisés de la capacité varient de 8 \$/kW-mois pour l'extension de la turbine à gaz à cycle simple de Bayside à 256 \$/kW-mois pour l'éolien en mer.

Figure 4.1: Coût actualisé de la capacité (\$ 2030)^{29,30}



Pour calculer le coût actualisé de la capacité pour les technologies de stockage d'énergie telles que les batteries, les coûts fixes prévus du système de stockage sont divisés par la capacité de charge effective. Comparées aux turbines à combustion, qui figurent parmi les options de capacité les moins coûteuses, les options de stockage peuvent être concurrentielles pour les premiers 500 MW de capacité installée (290 MW de capacité de charge effective). Au-delà de ces niveaux, le stockage par batteries devient moins efficace que d'autres technologies à mesure que la durée des besoins en capacité augmente. En conciliant les besoins en capacité de courte et de longue durée, Énergie NB reconnaît le rôle que joueront les batteries pour répondre aux besoins globaux en capacité du réseau.

Pour plus de détails sur les différences quantitatives entre les options d'approvisionnement incluses dans l'analyse, voir l'annexe H.

²⁹ Le coût actualisé de la capacité pour la première tranche (500 MW) et la seconde tranche de stockage par batteries lithium-ion est ajusté en fonction d'une capacité de charge effective de 58 % et de 18 % respectivement.

³⁰ Le coût actualisé de la capacité pour la première tranche (146 MW) et la seconde tranche de réponse à la demande est ajusté en fonction d'une capacité de charge effective de 40 % et de 17 % respectivement.

Coût actualisé de l'énergie

Le coût actualisé de l'énergie correspond au revenu moyen requis par unité d'énergie produite, exprimé en dollars par mégawattheure, permettant au promoteur de récupérer l'ensemble des coûts d'investissement et d'exploitation, y compris les coûts de combustible et les coûts liés au carbone³¹. Il indique le coût auquel les technologies fournissent de l'énergie au réseau.

Le coût actualisé de l'énergie est utilisé uniquement comme outil de présélection afin de déterminer quelles ressources doivent être considérées dans le modèle détaillé de planification de l'expansion, et non pour déterminer quelle option doit être retenue pour la construction. Il ne tient pas compte des caractéristiques de répartition, de la fiabilité, de la sécurité énergétique, de la capacité de suivi de la charge ni de la contribution aux besoins en capacité; il est donc utilisé uniquement comme outil de présélection³².

Dans l'analyse du PIR, le coût actualisé de l'énergie varie de 68 \$/MWh pour les options d'éolien terrestre à 1 249 \$/MWh pour les turbines à combustion alimentées à l'hydrogène.

Figure 4.2: Coût actualisé de l'énergie (\$ 2030)



³¹ "Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement," U.S. Energy Information Administration, July 2013,

https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf

³² "Beyond LCOE: A Systems-Oriented Perspective for Evaluating Electricity Decarbonization Pathways", Clean Air Task Force, June 10, 2025, <https://www.ourenergypolicy.org/resources/beyond-lcoe-a-systems-oriented-perspective-for-evaluating-electricity-decarbonization-pathways/>

Les systèmes de stockage par batteries ne produisent pas d'électricité, mais stockent l'énergie pour la restituer ultérieurement. Ce processus comporte des pertes, qui varient selon le rendement global du système. L'évaluation du coût du stockage doit tenir compte de ce rendement ainsi que de la contribution du système à la capacité de charge effective.

Pour les batteries, Énergie NB calcule le coût moyen de l'énergie lors de la charge et y ajoute les pertes associées à l'ensemble du cycle (charge, stockage, décharge) afin d'obtenir le coût actualisé de l'énergie fournie au réseau. Voir l'annexe H pour plus de détails.

4.4. Options d'approvisionnement retenues

Sur la base de l'analyse des coûts actualisés et de l'évaluation de l'équilibre entre l'approvisionnement et la demande, il est possible d'élaborer différents scénarios de réseau qui peuvent être évalués en détail au moyen de la modélisation des coûts de production et de la modélisation financière. Ces scénarios doivent tenir compte des normes de portefeuille d'énergies renouvelables, des contraintes liées aux émissions de gaz à effet de serre et du renouvellement à long terme du parc d'immobilisations.

Les options d'approvisionnement présentent des variations importantes tant au niveau des coûts de l'énergie que des coûts de capacité. Énergie NB a procédé à une présélection fondée sur le profil d'émissions, les caractéristiques de répartition et les considérations économiques. Les profils d'émissions de chaque option ont été examinés afin de garantir qu'un niveau suffisant d'options de production sans carbone soit inclus dans l'analyse pour répondre aux normes actuelles et futures de portefeuille d'énergies renouvelables ainsi qu'aux objectifs de carboneutralité. Les caractéristiques de répartition de chaque option ont été évaluées afin de s'assurer que les exigences du réseau et des réserves soient respectées. Enfin, les coûts actualisés ont été examinés et les technologies de production distinctes présentant les coûts les plus faibles ont été retenues dans la présélection initiale.

Les technologies de production présentant des coûts élevés, ou celles présentant des coûts faibles mais qui ne sont pas techniquement réalisables au Nouveau-Brunswick, ont été exclues. Lorsque plusieurs options similaires étaient disponibles, une seule technologie a été retenue. Par exemple, l'éolien en mer n'a pas été retenu pour analyse approfondie, puisqu'il est très comparable à l'éolien terrestre, mais avec un coût actualisé de l'énergie nettement plus élevé.

Les turbines à combustion constituent une source de capacité à faible coût permettant de soutenir le réseau tout en maintenant leur utilisation en deçà des limites d'exploitation autorisées. Elles offrent la fiabilité requise avec un investissement en capital limité, et cette technologie est mature et prévisible. Les batteries peuvent également fournir de la capacité et contribuer à la fiabilité, mais leur utilisation est généralement limitée à de courtes périodes de production avant de nécessiter une recharge. Les batteries peuvent également contribuer à la prestation de services auxiliaires, comme le suivi de la charge et les réserves.

Sur la base des résultats de l'analyse des coûts actualisés, des exigences du réseau ainsi que des caractéristiques environnementales et de répartition de chaque option d'approvisionnement, le portefeuille suivant d'options conventionnelles et alternatives a été retenu aux fins d'une évaluation plus approfondie à l'aide du modèle détaillé d'expansion de la capacité PLEXOS. Pour des renseignements détaillés sur les caractéristiques de chaque option, voir l'annexe H.

Tableau 4.1 Sommaire des options d'approvisionnement

Options d'approvisionnement	Coût actualisé l'énergie (\$/MWh)	Coût actualisé de la capacité (\$/kW-mois)
Prolongation de la turbine à gaz à cycle simple de la centrale de Bayside	600	8
Gestion de la demande – tranche 1	S.O.	18
Turbine à combustion bi-combustible	908	25
Batterie lithium-ion (4 heures) – échelle du réseau – tranche 1	268	25
Turbine à combustion à gaz alimentée par de l'hydrogène	1 249	27
Prolongation de Bayside (cycle combiné)	181	29
Turbine à gaz à cycle combiné	196	48
Turbine à gaz à cycle combiné avec captage du carbone	229	70
Batterie lithium-ion (4 heures) – échelle du réseau – tranche 2	268	78
Gestion de la demande – tranche 2	S.O.	104
Énergie éolienne terrestre	68	126

5. Analyse et résultats

5.1. Méthodologie

Le présent PRI utilise le coût au moindre service et les incidences des émissions de gaz à effet de serre comme principaux indicateurs. Le coût au moindre service est mesuré en calculant la valeur actualisée des besoins de revenus annuels partiels³³ estimés sur 20 ans pour chaque plan d'expansion. Cela aide à éclairer les coûts à long terme des différents scénarios et sensibilités. L'incidence des émissions est déterminée en calculant la quantité totale d'émissions pour chaque plan sur l'horizon de planification de 20 ans. Tous les plans sont élaborés de manière à satisfaire aux exigences de production renouvelable et à respecter l'ensemble des lois et réglementations relative à la gestion des émissions de gaz à effet de serre.

Énergie NB utilise une application logicielle appelée PLEXOS pour déterminer le plan d'expansion au coût au moindre service. PLEXOS est un modèle de simulation de production utilisé par les services publics pour optimiser les opérations planifiées à court terme et la planification de l'expansion à long terme.

Pour élaborer le plan au moindre service, toutes les solutions raisonnables et réalisables du côté de l'approvisionnement et du côté de la demande sont fournies comme intrants et exécutées dans le module LT de PLEXOS. Cela permet au service public de déterminer le plan au moindre service qui répond aux besoins prévus en électricité au Nouveau-Brunswick tout en respectant tous les objectifs stratégiques, y compris les exigences juridiques et réglementaires. Les résultats sont ensuite exécutés dans les modules MT/ST de PLEXOS afin de déterminer la faisabilité opérationnelle du plan. Le module MT/ST est une simulation chronologique, à l'heure, qui tient compte de la sécurité énergétique au moyen de la fourniture de services auxiliaires, de l'engagement des unités et des contraintes de rampe, entre autres (p. ex., l'état de charge des batteries). Cela garantit que le plan au moindre service répond de façon fiable aux besoins futurs en charge, aux contraintes environnementales et aux exigences de fiabilité du réseau.

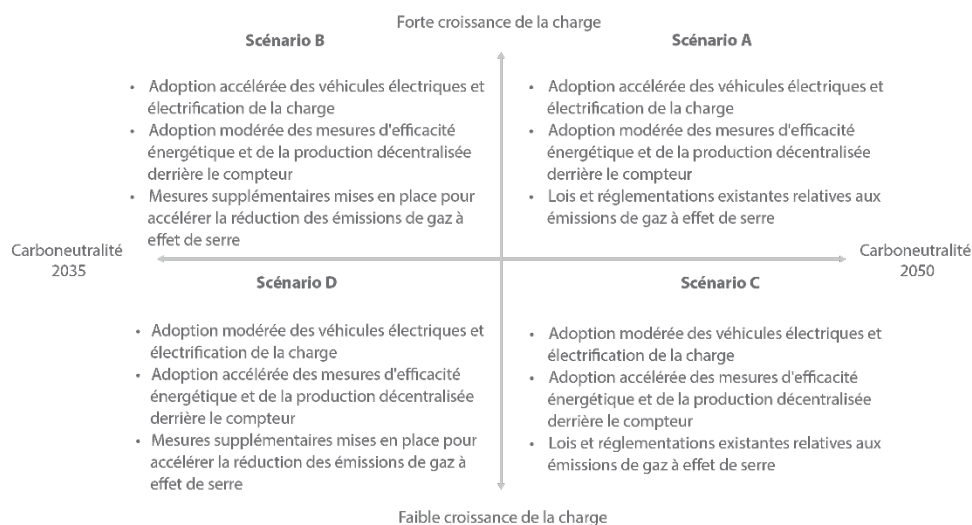
³³ Les besoins partiels en revenus correspondent aux revenus totaux à percevoir auprès des clients de la province, déduction faite des revenus divers et des revenus d'exportation. Ils diffèrent donc des besoins en revenus traditionnels.

Les vérifications de la faisabilité opérationnelle sont effectuées pour les services auxiliaires fondés sur la capacité, y compris la régulation automatique de la production, le suivi de la charge, les réserves tournantes et les réserves supplémentaires d'exploitation³⁴. Dans la mesure du possible, les contraintes et les coûts liés au transport sont inclus dans l'analyse. Des estimations des mises à niveau du réseau de transport nécessaires pour différentes technologies ont été calculées et appliquées aux coûts des technologies. Toutefois, les études détaillées sur l'exploitation et l'intégration du réseau de transport ne faisaient pas partie de la portée, et des études supplémentaires devront être réalisées régulièrement afin de mettre à jour ces hypothèses à l'avenir.

5.2. Approche fondée sur des scénarios

Énergie NB reconnaît la complexité du réseau électrique, son incidence sur le Nouveau-Brunswick et l'incertitude de l'avenir. Pour ces raisons, Énergie NB applique une approche fondée sur des scénarios pour analyser le paysage énergétique au cours des 20 prochaines années. En identifiant les deux facteurs externes que sont la croissance de la charge et le rythme de la décarbonisation, Énergie NB a élaboré quatre scénarios afin de créer un éventail de réalités potentielles à mettre à l'essai. Le tableau ci-dessous présente un résumé des scénarios, avec plus de détails pour chacun dans les sections suivantes.

Figure 5.1: Résumé des scénarios



³⁴ Pour en savoir plus sur les réserves, veuillez consulter les annexes 3, 5 et 6 du tarif de transport ouvert d'Énergie NB. https://tso.nbpower.com/Public/fr/docs-FR/tariff/TransmissionTariff_20230101_FR.pdf

Croissance de la charge

Énergie NB considère la croissance prévue de la charge comme étant entachée d'un niveau élevé d'incertitude. De plus, il est utile de comprendre les types de ressources dans lesquels Énergie NB investirait si la croissance de la charge se matérialisait de façon imprévue. Des facteurs contributifs tels que la technologie, les changements climatiques, les attentes des clients et les industries émergentes influencent la façon dont les clients utilisent l'électricité.

Énergie NB a établi deux scénarios divergents de croissance de la charge afin de fournir des repères plausibles encadrant la réalité probable de la croissance de la charge. En s'appuyant sur la prévision de charge de base d'Énergie NB pour 2025, Énergie NB a ajusté quatre intrants différents afin d'élaborer ces prévisions distinctes. Les quatre intrants sont le rythme d'adoption des véhicules électriques (VE), le rythme de l'électrification de la charge, l'incidence de l'efficacité énergétique et la croissance de la production décentralisée derrière le compteur. Les détails de ces ajustements sont présentés ci-dessous. Des informations détaillées montrant la contribution de chaque facteur aux prévisions de croissance élevée et faible de la charge pour les scénarios A à D figurent à l'annexe F « Prévisions de charge ».

Le rythme d'adoption des VE dans l'avenir comporte une incertitude importante. Afin de tenir compte de cette incertitude, Énergie NB a sélectionné deux courbes d'adoption des VE fondées sur une étude réalisée par Dunskey Energy Consulting. Les scénarios de faible croissance de la charge suivent des prévisions d'adoption des VE fondées sur des efforts minimaux de soutien à l'adoption des VE, y compris les niveaux actuels d'incitatifs ainsi que les réductions et l'élimination des incitatifs gouvernementaux au fil du temps. Selon ces hypothèses de croissance, les ventes ont augmenté de 2 974 GWh d'ici 2045-2046. Les scénarios de forte croissance de la charge comprennent une prévision améliorée de la croissance des VE fondée sur un soutien modéré à l'adoption des VE et augmentent cette exigence énergétique. Dans les scénarios de forte croissance de la charge, les ventes de VE ont augmenté à 3 991 GWh d'ici 2045-2046 (soit une augmentation de 1 024 GWh ou 7 pour cent des besoins énergétiques actuels dans la province).

À mesure que l'économie canadienne se décarbone, il y aura des changements à de nombreux procédés industriels ainsi que le développement de nouvelles industries potentielles. Énergie NB reconnaît que cela ajoute un niveau d'incertitude à la prévision de la charge industrielle. Afin de tenir compte de cette incertitude, Énergie NB a développé deux trajectoires différentes pour la croissance de la charge industrielle.

Les scénarios de faible croissance de la charge montrent une trajectoire stable pour la charge industrielle dans la province, avant les impacts des programmes d'efficacité énergétique. Dans les scénarios de forte croissance de la charge, 800 MW (6 000 GWh annuellement) de nouvelle charge industrielle sont ajoutés entre 2029-2030 et 2045-2046. Cela vise à représenter de nouvelles charges provenant de l'électrification des procédés industriels, de l'électrification du chauffage et de la climatisation commerciaux ainsi que le potentiel de nouvelles charges telles que la production d'hydrogène, les centres de données, de nouvelles activités manufacturières ou minières. L'ajout de 800 MW de nouvelle charge sur l'horizon de planification représente un taux de croissance plus élevé pour la charge industrielle que tout ce qui a été observé au cours des 50 dernières années.

Énergie NB a réalisé des progrès considérables dans l'atteinte des cibles d'efficacité énergétique et continuera d'offrir des programmes conformes aux règlements gouvernementaux. Énergie NB reçoit un financement important des gouvernements fédéral et provincial pour soutenir les programmes d'efficacité et aider les clients à réduire leurs factures d'électricité. Il existe un potentiel d'augmentation du financement afin d'accroître les cibles d'efficacité à l'avenir. Les hypothèses suivantes concernant l'efficacité énergétique proviennent d'une récente étude de potentiel de Dunskey :

- les scénarios de forte croissance de la demande prévoient une adoption modérée des mesures d'efficacité énergétique, qui permet d'atteindre les objectifs législatifs actuels
 - ces objectifs évoluent vers un objectif annuel d'économies d'énergie de 0,75 % par an pour toutes les années postérieures à 2027-2028
- les scénarios de faible croissance de la charge tablent sur une adoption accélérée des mesures d'efficacité énergétique qui dépasse les objectifs législatifs, ce qui correspond à des réductions d'environ 1,0 % des ventes par an

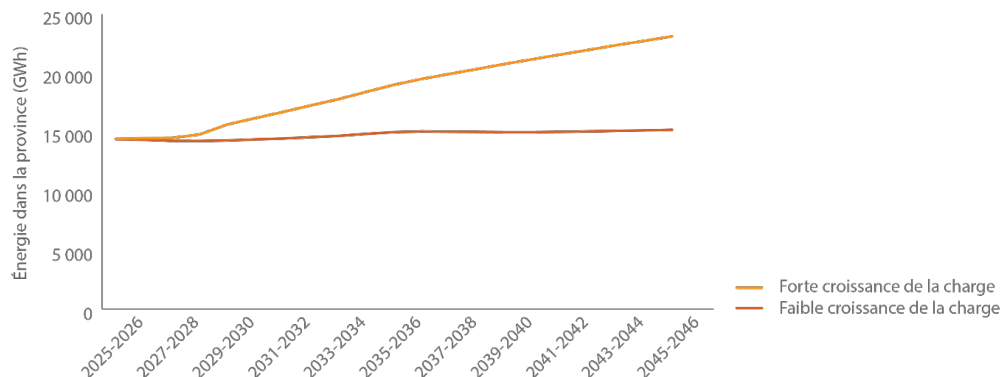
Comme indiqué à la section 2, les volumes derrière le compteur ont augmenté au cours des cinq dernières années et ont atteint 27 MW ³⁵de capacité installée raccordée. La production derrière le compteur devrait continuer de croître au cours des 20 prochaines années à mesure que le réseau électrique évolue. Énergie NB a utilisé les intrants de l'étude de potentiel de Dunskey pour élaborer deux scénarios de croissance des volumes derrière le compteur. Dans les scénarios de forte croissance de la charge, la croissance de base des volumes derrière le compteur a été utilisée et, dans les scénarios de faible croissance de la charge, nous avons utilisé le scénario d'adoption accrue des volumes derrière le compteur, ce qui entraîne des ventes globales plus faibles aux clients.

En combinant les impacts de la croissance des VE, de la croissance industrielle, de l'efficacité énergétique et de la croissance des volumes derrière le compteur, les scénarios de forte croissance de la charge passent de 14,4 TWh en 2025-2026 à 23,1 TWh en 2045-2046, soit un taux de croissance annuel moyen de 2,4 pour cent. Les scénarios de faible croissance de

³⁵ Au 1er janvier 2026, Énergie NB disposait d'une puissance installée de 27 MW dans le cadre de son programme de mesurage net.

la charge passent de 14,4 TWh en 2025-2026 à 15,2 TWh en 2045-2046, soit un taux de croissance annuel moyen de seulement 0,3 pour cent. Des détails supplémentaires sur l'élaboration de la prévision de la charge figurent à l'annexe F.

Figure 5.2: Total des besoins énergétiques dans la province



Calendrier de carboneutralité

Le Nouveau-Brunswick subit déjà les effets du changement climatique.³⁶Énergie NB reconnaît les répercussions des émissions de carbone sur l'environnement et notre économie et s'engage à réduire les émissions de carbone liées à la production d'électricité, tout en maintenant les coûts le plus bas possible.

Dans le PIR de 2023, Énergie NB a exploré différentes voies permettant de parvenir à un réseau électrique carboneutre d'ici 2035. Énergie NB reconnaît que les lois et réglementations fédérales et provinciales relatives aux émissions de gaz à effet de serre sont en constante évolution. Tel qu'illustré à la figure 5.1, le Plan d'investissement à long terme (PIR) de 2026 d'Énergie NB explore différentes voies pour parvenir à un réseau électrique carboneutre à différentes échéances, allant de 2035 (conformément au PIR de 2023) à 2050 (conformément aux lois et réglementations existantes en matière d'émissions de gaz à effet de serre). L'objectif actuel du gouvernement fédéral est de parvenir à une économie carboneutre d'ici 2050.

³⁶ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Alimenter notre économie et le monde avec de l'énergie propre : Notre voie à suivre jusqu'en 2035, Stratégie d'énergie propre*, <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/Promo/energy-energie/GNB-EnergiePropre.pdf>

Cette cible comprend un certain nombre d'étapes intermédiaires pour progresser dans cette direction au fil du temps, notamment les suivantes, comme il est indiqué à l'annexe C

« Considérations relatives aux politiques » :

- interdire l'utilisation du charbon à compter de 2030;
- mettre en œuvre une taxe sur le carbone qui augmentera pour atteindre 170 \$ la tonne d'ici 2030;
- mettre en œuvre le Règlement sur l'électricité propre, qui limite les émissions des installations de production à compter de 2035

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a publié un Plan d'action sur les changements climatiques (2022-2027)³⁷ ainsi qu'une stratégie énergétique provinciale en 2023³⁸. Ces documents ne fixent pas explicitement de date cible pour atteindre un réseau électrique carboneutre, et aucune directive législative ne précise cette date.

Ils envisagent plutôt l'atteinte des objectifs du règlement fédéral sur l'électricité propre, ainsi que des progrès vers un réseau d'énergie propre, le Nouveau-Brunswick s'étant engagé à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

Les hypothèses utilisées dans les scénarios de carboneutralité d'ici 2050 (scénarios A et C) sont conformes à la législation et à la réglementation en vigueur en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Les scénarios B et D envisagent des changements qui restreindraient davantage les émissions à compter de 2035. Ces scénarios supposent le remplacement du système de tarification fondé sur le rendement par une taxe directe simplifiée ou un système de crédits compensatoires, selon lequel toutes les émissions seraient assujetties à un prix du carbone de 340 \$ la tonne. Ce prix pourrait correspondre à une taxe payable au gouvernement, qui serait réinvestie dans des mesures de réduction des émissions afin de les compenser, ou à un investissement dans des crédits compensatoires de carbone afin de ramener les émissions nettes d'Énergie NB à zéro.

Les hypothèses utilisées dans les scénarios de carboneutralité d'ici 2035 (scénarios B et D) sont plus restrictives que les lois et réglementations en vigueur en matière d'émissions de gaz à effet de serre, afin de montrer comment Énergie NB pourrait accélérer la réduction de ses émissions.

³⁷ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Notre voie vers la décarbonisation et la résilience aux changements climatiques : Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick 2022-2027*, Plan d'action 2022-2027, <https://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/Promo/climate/plan-daction-sur-les-changements-climatiques.pdf>

³⁸ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Alimenter notre économie et le monde avec de l'énergie propre : Notre voie à suivre jusqu'en 2035*, *Stratégie d'énergie propre*, <https://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/Promo/energy-energie/GNB-EnergiePropre.pdf>

Il est important de noter que, dans certains contextes, il pourrait être approprié d'accorder davantage de poids aux scénarios de carboneutralité d'ici 2050, qui sont alignés à la législation et à la réglementation actuelles. . À l'inverse, les scénarios de carboneutralité d'ici 2035 peuvent, dans certains contextes, être considérés comme une limite supérieure pour les réductions d'émissions et les coûts connexes. Pour obtenir plus de détails sur les effets, notamment celles liées aux politiques fédérales et provinciales en matière de carbone, veuillez consulter l'annexe C « Considérations relatives aux politiques ».

5.3. Résultats

L'avenir de l'électricité au Nouveau-Brunswick continue de montrer une dissociation entre les sources de production qui fourniront l'énergie et celles qui fourniront la capacité à l'avenir. Les moyens de production de base traditionnels, qui fonctionnent à pleine puissance pendant la majeure partie de l'année pour répondre à des charges fixes, représenteront une part de plus en plus faible des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick.

Les résultats des scénarios de base montrent qu'une combinaison d'énergies renouvelables, d'achats d'électricité et de programmes d'efficacité énergétique peut fournir la majorité de l'énergie requise par le système. Le modèle montre également que, pour répondre aux besoins de fiabilité du réseau et assurer un approvisionnement ininterrompu, des turbines à combustion bicomcombustibles, des batteries et des programmes de réponse à la demande sont nécessaires pour fournir la capacité. Ce n'est que dans le scénario A, soit le scénario de forte croissance de la charge et de carboneutralité d'ici 2050, qu'une unité à cycle combiné au gaz naturel, en l'occurrence le prolongement de la centrale de Bayside, fait partie de la combinaison de production la plus économique. Le futur réseau du Nouveau-Brunswick comportera de grands volumes de production renouvelable variable³⁹ à prendre obligatoirement, appuyée par des turbines à combustion à démarrage rapide et des batteries pour aider à maintenir l'équilibre du réseau.

Dans tous les scénarios, les engagements existants visant 500 MW de turbines à combustion et 702 MW de production éolienne sont fondamentaux. Dans les scénarios A et B, de nouvelles batteries et une augmentation des programmes de réponse à la demande sont nécessaires pour fournir la capacité d'ici 2031-2032, ainsi qu'une production éolienne supplémentaire pour fournir de l'énergie. Cette tendance se poursuit chaque année jusqu'en 2035-2036, moment où les batteries atteignent une capacité installée de 500 MW et où leur contribution effective à la capacité diminue au point de ne plus être concurrentielle sur le plan des coûts par rapport aux turbines à combustion pour fournir de la capacité. La croissance des énergies renouvelables est répartie entre l'éolien et le solaire, chacun ayant son propre profil de production.

³⁹ *L'énergie fatale peut être réduite pour des raisons de sécurité et de fiabilité du réseau, par exemple s'il n'y a pas de besoin au Nouveau-Brunswick et s'il n'existe pas de marché auprès des services publics voisins.*

Dans le scénario A, le modèle choisit de prolonger la centrale de Bayside sous forme d'unité à cycle combiné en 2039, afin de fournir de l'énergie et de la capacité. Ce choix s'explique par les hypothèses de forte charge relatives au carbone moins restrictives dans le scénario de carboneutralité d'ici 2050. Dans le scénario B, où les règles relatives aux coûts du carbone sont plus restrictives, le plan convertit la centrale de Bayside en turbine à gaz à cycle simple en 2038-2039.

Dans les scénarios C et D, les charges industrielles et celles liées aux véhicules électriques n'augmentent pas aussi rapidement, tandis que l'efficacité énergétique et la production derrière le compteur réduisent les besoins énergétiques, ce qui entraîne très peu de croissance globale. Ces scénarios prévoient la construction de nouvelles ressources principalement en raison du retrait d'actifs de production existants. De nouvelles installations de production ne sont pas nécessaires avant 2040-2041, lorsque les centrales de Coleson Cove et de Belledune sont présumées atteindre la fin de leur durée de vie utile.

La perte de près de 1 500 MW de capacité de production dans les scénarios C et D exige un ensemble de nouvelles ressources de capacité. Le modèle sélectionne des batteries, des turbines à combustion bicomcombustibles, de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne et de la réponse à la demande pour compenser cette importante perte de capacité et d'énergie. Dans tous les cas, le prolongement de durée de vie utile de la centrale de Bayside constitue la source de capacité ferme la moins coûteuse. Dans chaque scénario, une part importante de la capacité provient de nouvelles turbines à combustion.

Il est important de noter que, dans les années 2030, à mesure que la fin de la durée de vie utile approchera, des évaluations techniques seront réalisées afin d'optimiser la date exacte de retrait des unités. En pratique, Énergie NB chercherait à échelonner le retrait de la capacité de production afin de permettre un remplacement plus graduel des ressources.

Dans tous les scénarios, une augmentation de la production renouvelable variable est observée. Cela créera des défis opérationnels qui devront être relevés au moyen d'une combinaison de batteries, de réponse à la demande et de turbines à combustion bicomcombustibles. Les batteries seront utiles pour les périodes de courte durée où il faut déplacer l'énergie dans le temps et soutenir les variations rapides de production. Les turbines à combustion seront nécessaires pour assurer la fiabilité pendant les périodes prolongées de faible production renouvelable et fourniront un soutien précieux aux services auxiliaires.

La contribution de l'éolien, du solaire, du stockage par batteries et de la réponse à la demande à la capacité effective est réduite par rapport à la capacité installée, conformément à l'analyse de la capacité effective de contribution à la charge abordée à la section 3.5. Un point d'inflexion se produit à des capacités installées de 500 MW pour les batteries et de 146 MW pour la réponse à la demande. Au-delà de ces points d'inflexion, les ajouts de batteries et de réponse à la demande deviennent trop coûteux comparativement aux options de capacité à faible production d'énergie, comme les turbines à combustion.

La figure 5.3 présente la capacité effective permettant de répondre aux besoins de fiabilité, y compris les ajustements liés à la capacité effective de contribution à la charge. La capacité installée nominale de chaque unité est présentée à la figure 5.4. Cela donne un aperçu de l'importance de ces technologies, en particulier l'éolien terrestre et le solaire. L'annexe I « Tableaux d'expansion » comprend des tableaux présentant les plans d'expansion détaillés pour chaque scénario.

Figure 5.3: Capacité effective (ferme) par scénario

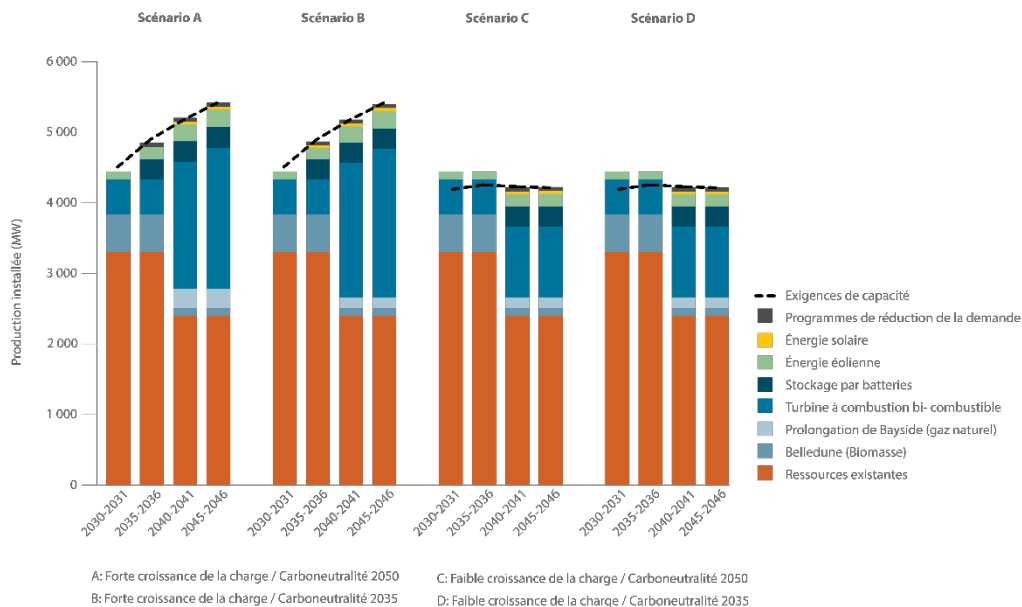
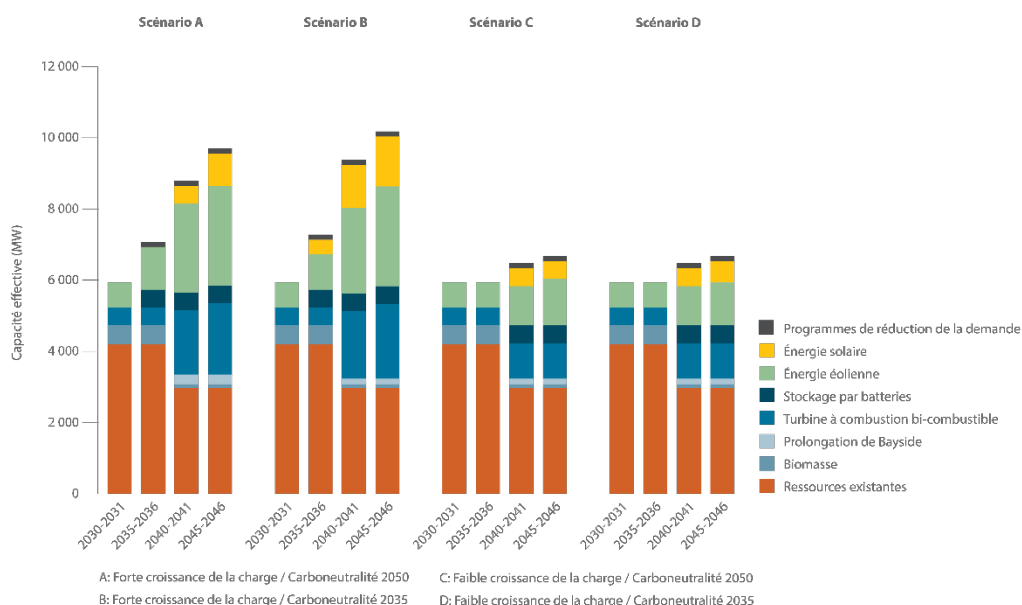


Figure 5.4: Capacité de production installée (capacité nominale) par scénario



Dans tous les scénarios, de nouvelles ressources sont prévues, notamment l'énergie éolienne et solaire, les batteries, les programmes de réponse à la demande et les turbines à combustion. La différence réside dans le calendrier et l'ampleur des besoins. Le calendrier de la première tranche de batteries indique que la question de savoir quelle ressource de capacité — batteries ou turbines à combustion — est idéale dépendra des besoins précis de fiabilité du réseau au moment voulu, puisque les coûts semblent être semblables pour la capacité. Au-delà de 500 MW, la capacité effective de contribution à la charge des batteries réduit l'avantage de capacité ferme à un niveau qui les rend non économiques par rapport aux turbines à combustion.

Les résultats montrent qu'Énergie NB devrait continuer d'élargir les options de réponse à la demande. Il sera important d'équilibrer le coût de ces programmes avec celui des solutions de rechange à mesure que les programmes prendront de l'ampleur. Au-delà d'un ajout de 146 MW, la capacité effective de contribution à la charge de la réponse à la demande, combinée à l'augmentation des coûts des programmes, réduit la rentabilité globale de ces programmes.

La centrale de Bayside est prolongée dans tous les scénarios de base, l'option à cycle simple, utilisée pour les pointes, étant retenue dans les scénarios B, C et D, tandis que l'option à cycle combiné, utilisée pour la charge de base, est retenue dans le scénario A. L'exploitation plus importante à cycle combiné n'est pas privilégiée dans les scénarios de charge plus faible ni dans les scénarios de carboneutralité d'ici 2035, qui restreindraient davantage les options à facteur de capacité élevé (production de base).

Le calendrier des investissements dans l'éolien et le solaire dépend de plusieurs facteurs. La croissance de la charge joue un rôle important dans l'accélération du développement des énergies renouvelables. De plus, le déploiement de nouvelles ressources renouvelables dans le plan d'expansion est sensible aux hypothèses de prix des nouvelles ressources renouvelables et est également influencé par l'évolution du rythme de la décarbonisation.. Le soutien gouvernemental à ce type de projets ou les changements dans les coûts projetés des nouvelles ressources pourraient aussi mener à une accélération des investissements par rapport au développement prévu dans les scénarios C et D.

Les nouvelles ressources éoliennes et solaires sont toujours appuyées par l'ajout d'une ressource modulable, généralement des batteries ou des turbines à combustion, afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables et de maintenir la fiabilité.

Le tableau 5.1 présente un résumé des projets nécessaires dans tous les scénarios de base. Ces projets apportent de la valeur au système et ne sont pas sensibles aux principales incertitudes relevées, comme la croissance de la charge et le rythme de la décarbonisation. Dans le cas du prolongement de Bayside, à tout le moins, la turbine à gaz continuera de fonctionner au-delà de la date de retrait de 2038. Pour la réponse à la demande et les batteries, la date indiquée correspond à la date la plus tardive à laquelle ces volumes seront nécessaires.

Table 5.1: Résumé des mesures communes dans les scénarios de base

Capacité installée	Technologie
410 MW	Projet de biomasse de Belledune
150 à 270 MW	Projet de prolongation de Bayside
500 MW	Stockage par batteries
146 MW	Gestion de la demande
400 à 2 100 MW	Énergie éolienne
500 à 1 500 MW	Énergie solaire
500 à 1 600 MW	Turbines à combustion

En plus des mesures communes à tous les scénarios de base, il vaut la peine de souligner les besoins supplémentaires inclus dans les scénarios A et B, mais non dans les scénarios C et D. Cette comparaison entre les scénarios de forte croissance de la charge et les scénarios de faible croissance de la charge permet de mieux comprendre les options les plus économiques pour répondre à la croissance. Elles comprennent :

- l'accélération des programmes de réponse à la demande;
- l'accélération de la production éolienne et solaire;
- l'accélération du stockage par batteries;
- l'accélération des turbines à combustion bicom bustibles;
- un volume total plus élevé d'énergie éolienne et solaire;
- un volume total plus élevé de turbines à combustion

Il convient de noter que le volume total de réponse à la demande et de stockage par batteries n'est pas influencé par la croissance de la charge; seul le calendrier l'est.

5.4. Délais de mise en service

Un autre élément clé à considérer est le délai de mise en service des projets retenus. Ces délais varient selon la technologie.

À partir du moment où Énergie NB signe une convention d'achat d'électricité, la date de mise en service d'un projet éolien ou solaire varie généralement entre deux et quatre ans. Avant cette étape, il faut prévoir une année ou plus de travaux préparatoires, répartis entre les travaux d'Énergie NB visant à déterminer le besoin et à lancer les processus d'approvisionnement, et ceux du promoteur pour préparer une proposition de projet détaillée.

Par exemple, Énergie NB a lancé en 2023 une demande d'expression d'intérêt pour de nouvelles ressources renouvelables, ce qui a mené à la signature d'un certain nombre de conventions d'achat d'électricité en 2024 et 2025, avec des dates de mise en service prévues en 2027 et 2028. Le degré de préparation et de maturité des projets peut influencer sur ce calendrier. Énergie NB a également lancé en 2025 un volet accéléré supplémentaire de demande d'expression d'intérêt, qui a donné lieu à une convention d'achat d'électricité visant une mise en service en 2028. Le calendrier global d'un projet, de sa conception à sa mise en service, se situe généralement entre trois et cinq ans pour les ressources renouvelables.

Énergie NB n'a pas encore d'expérience directe avec les projets de stockage par batteries, mais, selon l'expérience d'autres organisations, le délai entre la signature d'une entente de services de stockage et la mise en service devrait être d'environ deux à trois ans, avec une année ou plus nécessaire pour l'approvisionnement, les approbations et l'élaboration d'une entente.

Les nouvelles turbines à combustion ou autres installations de production thermique nécessitent environ cinq ans, comme l'a confirmé l'expérience récente d'Énergie NB avec le projet d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau. Les pressions récentes sur la chaîne d'approvisionnement ont exercé une pression à la hausse sur ces échéanciers, les délais actuels dépassant cinq ans.

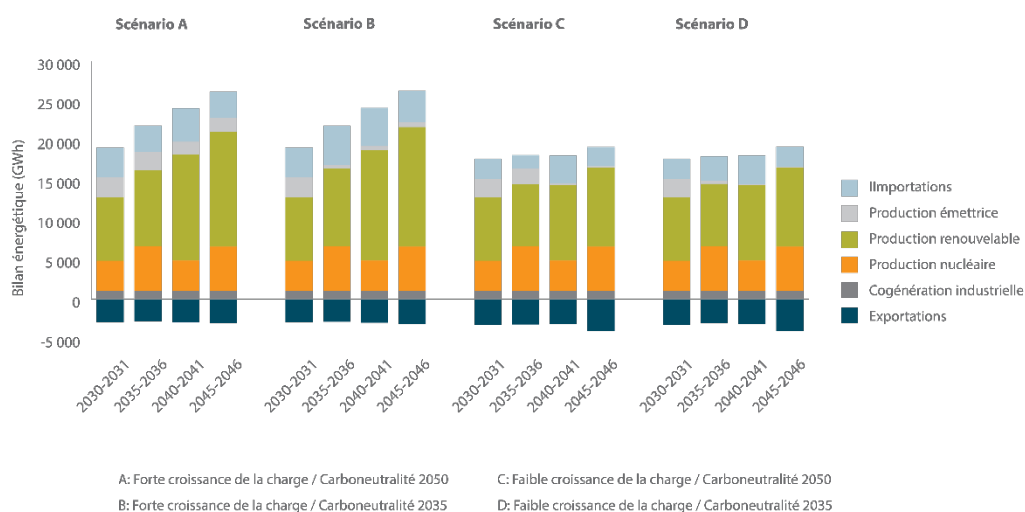
Le principal constat est que, compte tenu des dates de projet établies, un certain nombre d'étapes doivent être réalisées avant la signature d'une entente avec un promoteur, et qu'un délai supplémentaire est nécessaire pour mettre un projet en service. Il est possible de faire progresser les projets avant la signature d'une entente afin qu'ils soient plus avancés si un besoin accéléré devait se présenter.

Les programmes de réponse à la demande sont différents des autres types de projets. Ces programmes se développent généralement de façon graduelle sur une période de cinq ans ou plus. Il est important qu'Énergie NB commence dès maintenant à jeter les bases nécessaires pour répondre aux besoins prévus au début des années 2030.

5.5. Bilan énergétique et émissions

Le bilan énergétique présenté à la figure 5.5 montre la diminution de la contribution de la production émettrice au fil du temps. Dans trois des quatre scénarios, la production émettrice est minimale d'ici 2040-2041. Cette évolution entraîne une baisse marquée des émissions de gaz à effet de serre, trois des quatre scénarios atteignant une réduction de 95 % par rapport aux niveaux de 2005 pendant l'horizon de planification. Cela est conforme au plan du gouvernement provincial visant l'atteinte des engagements de carboneutralité à l'échelle de l'industrie d'ici 2050.

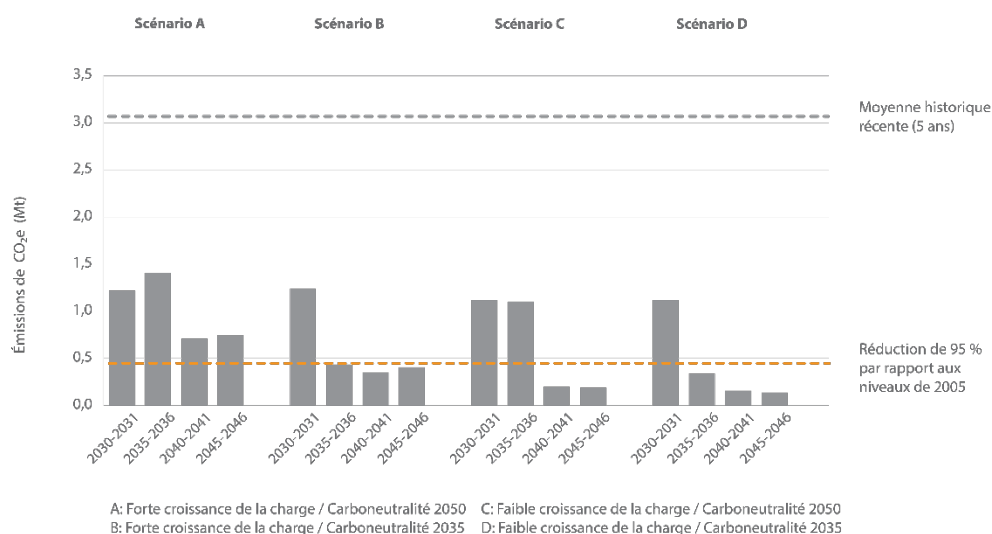
Figure 5.5: Bilan énergétique par scénario⁴⁰



⁴⁰ Les fluctuations de l'énergie nucléaire produite sont attribuables aux arrêts biennaux planifiés.

Le bilan énergétique montre une part croissante des énergies renouvelables au fil du temps. La production émettrice est également fortement réduite, pour ne représenter que 6 % de l'énergie totale approvisionnée d'ici 2040-2041 dans le scénario A, comparativement à environ 20 % à 25 % aujourd'hui. Cette proportion diminue encore davantage dans les scénarios B, C et D, pour passer sous la barre des 2 %. Une tendance générale à une dépendance accrue envers les territoires voisins est également observée, les importations et les exportations augmentant toutes deux au cours de la période.

Figure 5.6: Émissions de gaz à effet de serre par scénario (CO₂e)



En 2005, les émissions annuelles d'Énergie NB s'élevaient à 8,8 mégatonnes d'équivalent CO₂. Le graphique ci-dessus illustre l'ampleur des réductions d'émissions déjà réalisées, les émissions historiques récentes s'établissant en moyenne à 3,1 mégatonnes, soit une réduction d'environ 65 %.

Comme le montre la figure 5.6, seul le scénario A, où la croissance de la charge est élevée et où il n'existe pas d'exigence réglementaire précise visant l'atteinte de la carboneutralité avant 2050, maintient les émissions d'Énergie NB au-dessus du seuil de réduction de 95 % par rapport aux niveaux de 2005 dans les dernières années. Même dans ce scénario, les émissions totales annuelles moyennes d'Énergie NB demeurent bien inférieures à une mégatonne, ce qui représente une réduction importante par rapport aux niveaux historiques récents et démontre des progrès considérables vers l'objectif de carboneutralité d'ici 2050.

Le scénario B, qui combine une forte croissance de la charge et la carboneutralité d'ici 2035, permet d'obtenir une réduction de plus de 95 % par rapport aux niveaux de 2005 après 2035. Les émissions restantes seraient compensées par l'achat de crédits compensatoires de carbone ou par le paiement d'une taxe sur le carbone au gouvernement, qui investirait ensuite dans des initiatives de réduction des émissions dans d'autres secteurs de l'économie.

Dans les scénarios de faible croissance de la charge (C et D), la cible de réduction de 95 % par rapport aux niveaux de 2005 est atteinte dans les dernières années, mais elle est devancée à 2035 dans le scénario D.

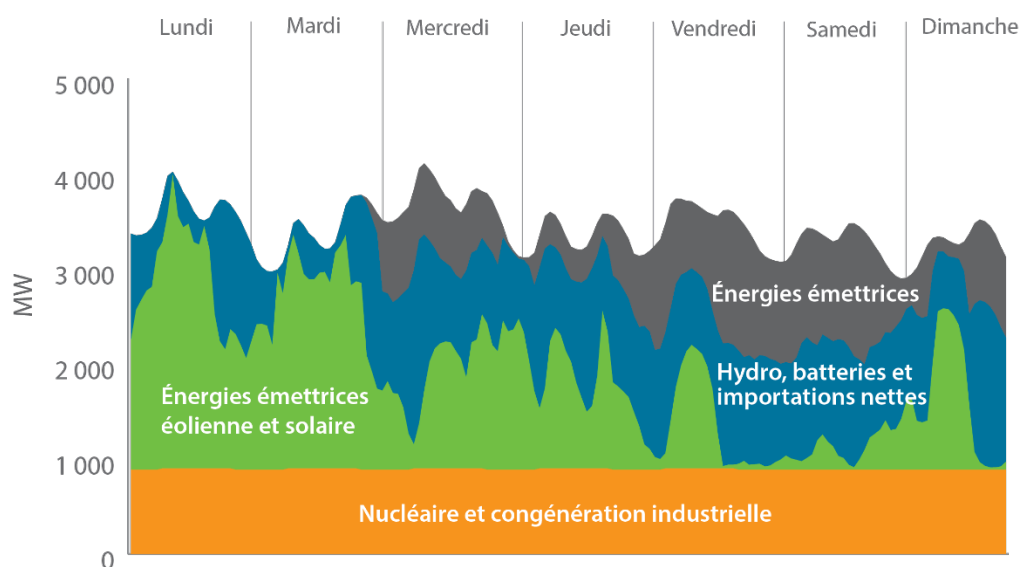
5.6. Caractéristiques opérationnelles

Un aperçu de la répartition horaire de la production permet aussi de mieux comprendre, à une échelle plus fine, comment les besoins énergétiques sont comblés. La figure 5.7 présente la répartition horaire de l'énergie pour le scénario B, pendant une semaine de janvier 2046. Le lundi et le mardi de cette semaine-là, la majorité des besoins de production peuvent être comblés sans ressources émettrices. Toutefois, pendant les périodes de faible production renouvelable, les besoins en production émettrice sont élevés. Il convient de noter que, sans la production thermique fournie, la fiabilité n'aurait pas pu être maintenue pendant cette période.

Le réseau aurait besoin d'un volume déraisonnable de stockage par batteries pour maintenir la suffisance de la production pendant cette période difficile sans disponibilité de ressources thermiques⁴¹. Les importations sont déjà près de leur maximum pendant les périodes de faible production éolienne et solaire. Dans ce scénario, 500 MW de batteries sont intégrés et jouent un rôle important, mais la recharge devient un défi important à mesure que la semaine avance. Le rôle de la production thermique, qui peut injecter de l'énergie dans le réseau pendant de longues périodes afin de maintenir la fiabilité, devient primordial à mesure que la société dépend de plus en plus de l'électricité.

⁴¹ À titre indicatif, la production émettrice a fourni en moyenne 1 160 MW pendant les deux derniers jours de la semaine type présentée à la figure 6.7. Pour fournir la même quantité d'énergie au moyen de batteries, il faudrait plus de 14 000 MW de stockage par batteries de quatre heures, ou environ 5 000 MW de stockage par batteries de plus longue durée, soit 12 heures.

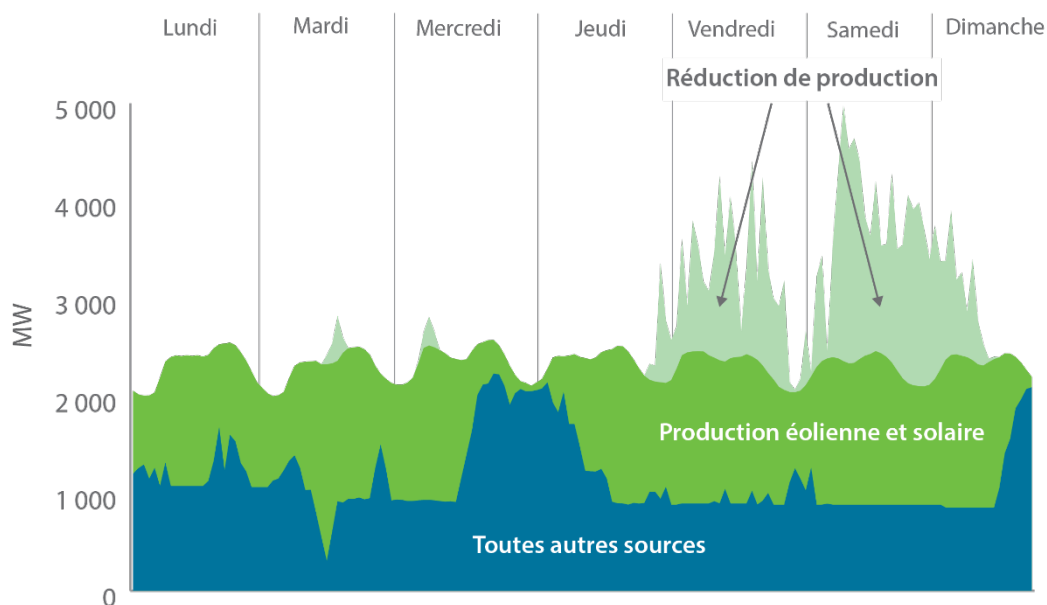
Figure 5.7: Scénario B – Bilan énergétique horaire pour une semaine de janvier 2046



Les périodes de faible charge présentent un autre type de défi, où la surproduction devient problématique. La figure 5.8 présente une semaine d’octobre 2045 tirée du scénario B, où la production excédentaire est d’abord exportée vers les territoires voisins jusqu’à la limite permise⁴², puis doit être réduite afin de maintenir la fiabilité. À mesure que la pénétration des énergies renouvelables augmente, la capacité de réduire la production pour répondre aux besoins de réduction devient de plus en plus importante. À certaines heures, les réductions dépassent 2 000 MW.

⁴² Les exportations dépendent des besoins des pays voisins, des contraintes actuelles du réseau et de la valeur de marché. Une augmentation de la production d’énergie renouvelable variable pourrait limiter les possibilités d’exportation bien au-delà des contraintes observées sur le marché actuel.

Figure 5.8: Scénario B – Bilan énergétique horaire pour une semaine d'octobre 2045



5.7. Répercussions financières

L'analyse financière et les indicateurs évoqués dans le Plan d'investissement à long terme (PIR) reposent sur le coût de service pour le gestionnaire de réseau dans le cadre de la planification du réseau électrique. L'analyse du PIR ne tient pas compte des répercussions économiques et sociétales plus larges liées au réseau électrique.

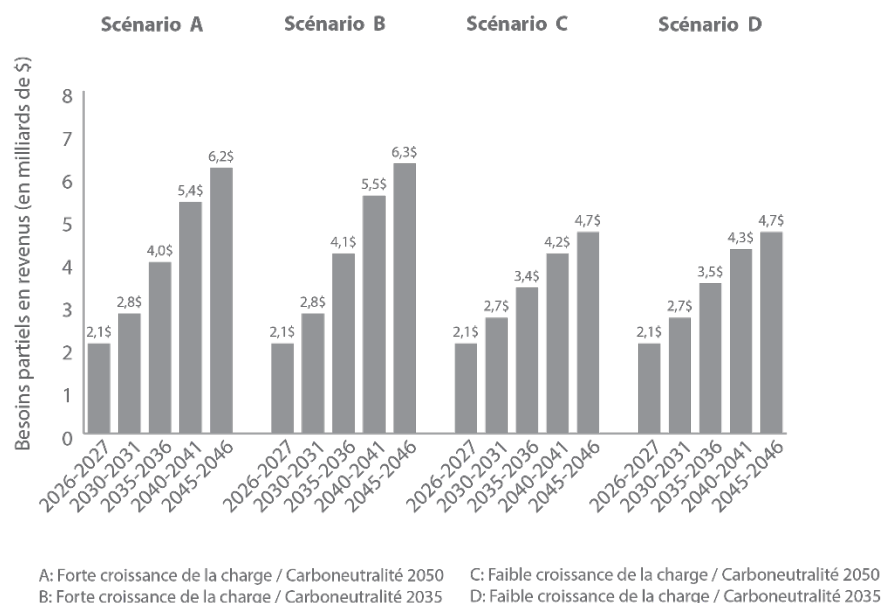
Les coûts présentés doivent être considérés comme l'éventail des résultats possibles auxquels on peut s'attendre, selon l'évolution des conditions au cours des prochaines années. Les scénarios fondés sur différentes prévisions de croissance de la charge ne peuvent pas être facilement comparés selon le coût total, puisqu'il y aurait aussi une différence supplémentaire dans les revenus associés à la charge additionnelle. Toutefois, une comparaison entre les scénarios A et B ainsi qu'entre les scénarios C et D est appropriée.

Trois perspectives sur les coûts ont été préparées afin d'aider à comprendre l'incidence des scénarios et des changements prévus qui influencent le plan d'expansion global : les besoins annuels partiels en revenus, les besoins annuels partiels en revenus normalisés selon les volumes d'énergie consommés dans la province, qui donnent une indication du coût moyen du service aux clients, ainsi que l'investissement en capital total projeté nécessaire pour répondre aux besoins de production.

Les besoins partiels en revenus sont calculés comme les revenus totaux à percevoir au moyen des tarifs auprès des clients de la province⁴³. Ils sont également nets des revenus divers ou d'exportation qui contribuent à compenser les coûts pour les clients du Nouveau-Brunswick. Il convient de noter que cela diffère des besoins totaux en revenus présentés dans la demande générale de tarifs d'Énergie NB à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

Les besoins partiels en revenus pour chaque scénario sont présentés à la figure 5.9.

Figure 5.9: Besoins partiels en revenus par scénario



Les besoins partiels en revenus sont les plus élevés dans les scénarios A et B, principalement en raison des charges plus élevées à desservir. L'augmentation observée au cours des cinq premières années dans les scénarios C et D est principalement attribuable aux effets de l'abandon du charbon à Belledune et à l'incidence croissante de la tarification du carbone. De plus, la viabilité financière d'Énergie NB exige une hausse des bénéfices afin de progresser vers l'amélioration du ratio d'endettement. Les scénarios A et B affichent des augmentations semblables au cours des premières années, puis des hausses continues dans les années ultérieures, à mesure que de nouveaux investissements sont nécessaires pour répondre à la croissance additionnelle de la charge.

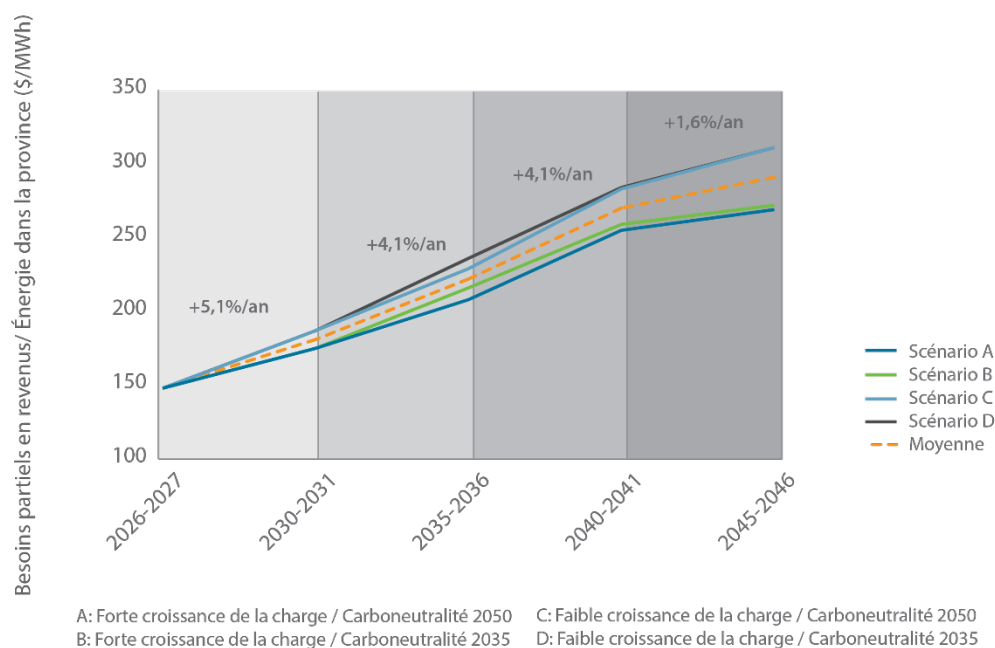
La comparaison du scénario A au scénario B, et du scénario C au scénario D, montre que l'accélération de la cible de carboneutralité augmenterait les coûts d'Énergie NB et les

⁴³ Dans certains scénarios, il faudra procéder à d'importantes améliorations du réseau de transport au Nouveau-Brunswick. Ces coûts doivent faire l'objet d'une étude plus approfondie et n'ont pas été pris en compte dans le présent PIR.

besoins tarifaires, tout en entraînant certaines réductions supplémentaires des émissions.

La figure 5.10 normalise les besoins partiels en revenus selon le volume des ventes d'énergie dans la province, ce qui montre le coût moyen du service pour chaque année.

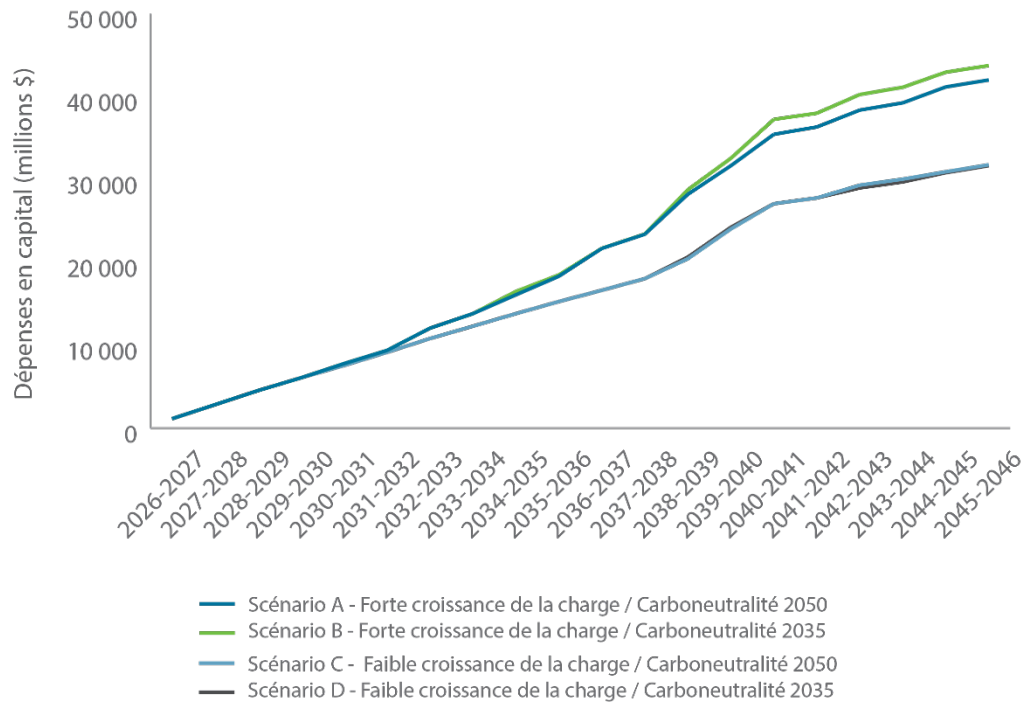
Figure 5.10: Coût moyen du service (besoins partiels en revenus / besoins énergétiques dans la province) par scénario⁴⁴



Dans l'ensemble, le coût moyen du service augmente à court terme pendant la transition hors du charbon et avec l'augmentation de la tarification du carbone. Le projet d'atteinte de la durée de vie utile de Mactaquac commence à influencer sur les résultats dans les années 2030, exerçant une pression à la hausse sur les coûts durant ces périodes. De 2040-2041 à 2045-2046, les coûts se stabilisent, puisque la majorité des infrastructures vieillissantes ont atteint leur fin de vie utile présumée et ont déjà été remplacées. À partir de 2035-2036, les coûts moyens sont plus élevés dans les scénarios de carboneutralité d'ici 2035, comme prévu. Les scénarios de forte croissance de la charge exercent une pression globale moindre sur le coût moyen du service. Il convient de noter que la majorité de cette croissance correspond à une charge industrielle à facteur de charge élevé, dont le coût de service est actuellement plus faible et dont les tarifs sont donc plus bas; ainsi, un coût moyen du service plus faible ne se traduira pas nécessairement par des tarifs plus bas.

⁴⁴ Les augmentations en pourcentage sont présentées pour la moyenne des quatre scénarios entre les années indiquées. Par exemple, l'augmentation moyenne annuelle de 5,1 pour cent entre 2026-2027 et 2030-2031 équivaut à une augmentation totale de 22 pour cent.

Figure 5.11. Besoins en capital



Les dépenses en capital présentées ci-dessus ne comprennent pas les constructions d'unités prévues pour les projets éoliens ni le projet d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau, puisque Énergie NB n'a pas accès à ces chiffres. Les dépenses comprennent toutefois les investissements prévus nécessaires pour les infrastructures existantes, y compris les actifs de transport et de distribution, ainsi que les centrales existantes, dont la centrale de Mactaquac. Ces investissements sont présumés être financés par Énergie NB.

Les nouveaux investissements en production peuvent être financés par Énergie NB, ou Énergie NB peut s'associer à un promoteur pour obtenir ces ressources au moyen d'une convention d'achat d'électricité, ce qui entraînerait une contribution initiale en capital de tiers. Dans les scénarios A et B, environ 40 % de l'investissement en capital pourrait provenir de ce type de partenariat, tandis que, dans les scénarios C et D, cette proportion pourrait atteindre environ 20 %. Énergie NB a traditionnellement conclu des conventions d'achat d'électricité pour de nouvelles ressources renouvelables et a récemment conclu une entente de mise à disposition pour l'installation d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau selon un modèle semblable. La poursuite de tels partenariats offre des possibilités de gestion efficace des risques à chaque étape du projet, du financement jusqu'à l'exploitation.

Compte tenu des investissements importants requis dans tous les scénarios, particulièrement à la fin des années 2030 et au début des années 2040, Énergie NB devra planifier longtemps à l'avance afin de répondre à ces besoins croissants.

5.8. Carboneutralité 2035

La différence entre les scénarios A et B, ainsi qu'entre les scénarios C et D, réside dans le calendrier d'atteinte d'un réseau électrique carboneutre. Les scénarios A et C s'alignent sur les lois et réglementations existantes en matière d'émissions de gaz à effet de serre, tandis que les scénarios B et D accélèrent l'atteinte de la carboneutralité à 2035 grâce à des mesures supplémentaires visant à accélérer la transition d'Énergie NB vers un réseau électrique propre, ce qui entraîne des émissions relativement plus faibles et des coûts plus élevés dans ces scénarios.

L'analyse du PIR ne tient pas compte des répercussions économiques et sociétales plus larges liées au changement climatique, ni des effets du réinvestissement des recettes, dans le cadre duquel la contribution d'Énergie NB au système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau Brunswick soutient les initiatives de décarbonisation.

La comparaison du scénario A au scénario B montre une réduction totale des émissions d'équivalent CO₂ de 9,0 Mt sur l'horizon de planification de 20 ans, pour une différence de coût nominal total de 1,2 milliard de dollars, ce qui équivaut à 138 \$ par tonne d'équivalent CO₂ réduite. De même, la comparaison du scénario C au scénario D entraîne une réduction totale des émissions d'équivalent CO₂ de 5,7 Mt, pour une différence de coût nominal total de 0,6 milliard de dollars, ce qui équivaut à 106 \$ par tonne d'équivalent CO₂ réduite.

Les lois et réglementations actuelles relatives aux émissions de gaz à effet de serre entraînent des réductions d'émissions de l'ordre de 90 % à 96 % par rapport aux niveaux de 2005 selon les scénarios de carboneutralité d'ici 2050. Accélérer le rythme de la décarbonisation afin de parvenir à un réseau électrique carboneutre d'ici 2035 entraînera une hausse des coûts et exercera une pression supplémentaire sur les tarifs.

6. Analyse des sensibilités

L'objectif de l'analyse des sensibilités est de mettre en évidence le rôle que les grands projets pourraient jouer à l'avenir et de cerner les principaux risques. L'analyse des sensibilités fournit des renseignements supplémentaires sur des questions fondées sur des scénarios hypothétiques qui pourraient avoir une incidence importante sur le réseau électrique à l'avenir. Énergie NB reconnaît que la décarbonisation du réseau électrique et la sécurité énergétique à long terme nécessiteront des investissements à grande échelle pour remplacer les infrastructures vieillissantes. Trois thèmes ont donc été retenus pour l'analyse des sensibilités :

- le rôle du nucléaire
- l'augmentation des interconnexions de transport
- la compréhension des lois et réglementations actuelles relatives aux émissions de gaz à effet de serre

Avec la croissance de la demande d'électricité, le nucléaire connaît récemment un regain de popularité. L'examen des différentes options nucléaires permet de dresser un portrait complet de ce à quoi pourrait ressembler le réseau électrique du Nouveau-Brunswick à l'avenir, avec le retrait du nucléaire ainsi que l'ajout d'une nouvelle production nucléaire.

Compte tenu de l'intérêt actuel du gouvernement fédéral pour l'énergie et des discussions visant à éliminer les obstacles au transport de l'énergie à l'échelle du pays, ce plan intégré des ressources examine l'augmentation de la capacité des interconnexions afin de mieux comprendre le rôle que le Nouveau-Brunswick pourrait jouer comme carrefour énergétique pour le Canada atlantique.

Enfin, l'un des thèmes prédominants de ce plan intégré des ressources consiste à explorer différentes voies pour atteindre un réseau électrique carboneutre. L'examen d'une sensibilité sans restrictions liées au carbone donne un portrait plus complet des effets de l'atteinte de la carboneutralité en présentant un scénario contrefactuel, ce qui permet de mieux évaluer les options relatives au rythme de la décarbonisation.

6.1. Sensibilité sans nucléaire

La centrale nucléaire de Point Lepreau fournit de l'énergie et de la capacité sans carbone au réseau du Nouveau-Brunswick. Environ le tiers de toute l'électricité produite au Nouveau-Brunswick provient de cette installation.

Le permis de site pour l'exploitation actuelle vise 210 000 heures équivalentes de pleine puissance depuis la remise à neuf, ce qui mènerait l'installation jusqu'en 2041-2042. Les plans de fin de vie de la centrale comportent d'importantes incertitudes qui nécessitent des décisions. Ces options comprennent :

- le retrait de la centrale;
- le prolongement de la durée de vie de la centrale;
- la remise à neuf de la centrale.

Les scénarios de base, comme il est indiqué à la section 5, supposent un prolongement de la durée de vie de l'installation jusqu'en 2047-2048, au-delà de l'horizon de planification de cette analyse.

Le réseau d'Énergie NB a été conçu avec une grande centrale nucléaire comme importante source d'énergie et de capacité, et le retrait de cette grande installation nécessiterait des changements majeurs au réseau électrique d'Énergie NB. De plus, un investissement dans une nouvelle production nucléaire ou dans une remise à neuf exigerait un engagement financier important ou, dans le cas d'une entente d'achat d'énergie, un engagement financier considérable sur le long terme, et lierait Énergie NB à une technologie précise pendant des décennies. Compte tenu de cet engagement, il est important qu'Énergie NB et les décideurs comprennent bien les coûts et les répercussions d'un réseau avec ou sans production nucléaire. Cette sensibilité examinera comment Énergie NB remplacerait la centrale nucléaire de Point Lepreau si celle-ci n'était pas remplacée ou prolongée au moment prévu de son retrait, ainsi que les effets sur la combinaison de production dans la province.

Les décisions stratégiques concernant le prolongement de la durée de vie, une deuxième remise à neuf ou une nouvelle construction doivent être prises avec la mise en place des organisations de soutien initiales au cours des cinq prochaines années, ce qui signifie que l'élaboration de l'analyse de rentabilité devra être réalisée au cours des trois prochaines années.

Des prolongements de durée de vie ont été réalisés avec succès pour toutes les autres unités canadiennes Deutérium-Uranium (CANDU) en Ontario⁴⁵. Une décision de prolonger la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau nécessiterait une demande et l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Le délai dans lequel un prolongement est habituellement envisagé se situe entre cinq et dix ans avant la fin de vie utile. Énergie NB travaille actuellement à compléter les études techniques et les analyses nécessaires qui pourraient appuyer cette demande de prolongement auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

⁴⁵ Rapport de surveillance réglementaire des sites de centrales nucléaires au Canada : 2018, <https://www.cnsccsn.gc.ca/fra/reactors/regulating-nuclear-reactors-power-plants/regulatory-oversight-reports/canadian-nuclear-power-generating-sites/>

La sensibilité sans nucléaire aidera Énergie NB à comprendre comment son réseau s'adapterait et quelles ressources de remplacement seraient nécessaires. La comparaison des coûts de cette sensibilité avec ceux des scénarios de base donnera un aperçu de la valeur que le nucléaire existant apporte au réseau électrique et contribuera à éclairer les travaux liés aux prolongements de durée de vie éventuels.

Approche et hypothèses

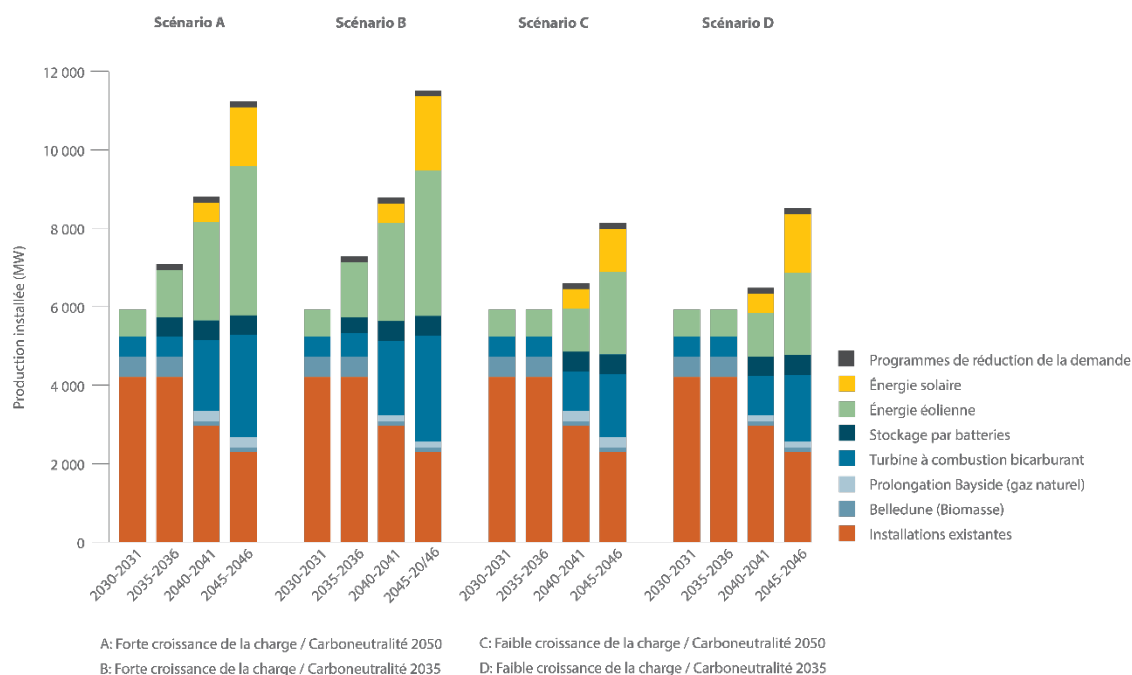
L'objectif de cette sensibilité est d'explorer le scénario prudent où seulement 210 000 heures équivalentes de fonctionnement seraient atteintes, ce qui entraînerait le retrait de la centrale nucléaire de Point Lepreau dans l'horizon de planification de 20 ans du plan intégré des ressources, et de comprendre l'écart qui serait créé dans le réseau d'Énergie NB. Cette sensibilité ne doit pas être interprétée comme le plan privilégié d'Énergie NB, mais elle contribuera à éclairer la discussion sur le rôle et la valeur du nucléaire dans le réseau du Nouveau-Brunswick ainsi que sur les options qui pourraient être envisagées en l'absence de nucléaire. Elle aidera à orienter la discussion sur les prolongements de durée de vie et les remises à neuf futures éventuelles.

Le principal changement d'hypothèse sera que le générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau sera retiré à la fin de l'exercice 2041-2042, soit une date cible prudente pour l'atteinte de 210 000 heures équivalentes de fonctionnement. Aucune nouvelle unité nucléaire ne sera ajoutée au réseau, et les résultats seront comparés aux quatre scénarios de base afin de montrer les effets d'un retrait anticipé.

Résultats et discussion

Les résultats montrent que le nucléaire n'est pas remplacé par une seule technologie de production. Il faut plutôt un ensemble de turbines à combustion, d'énergie éolienne et d'énergie solaire pour combler l'écart d'énergie et de capacité créé par le retrait de la centrale nucléaire de Point Lepreau, comme le montre l'exercice 2045-2046 à la figure 6.1. Le plan détaillé d'expansion de la capacité pour cette sensibilité se trouve à l'annexe I « Tableaux d'expansion ».

Figure 6.1: Capacité installée – Scénarios sans nucléaire



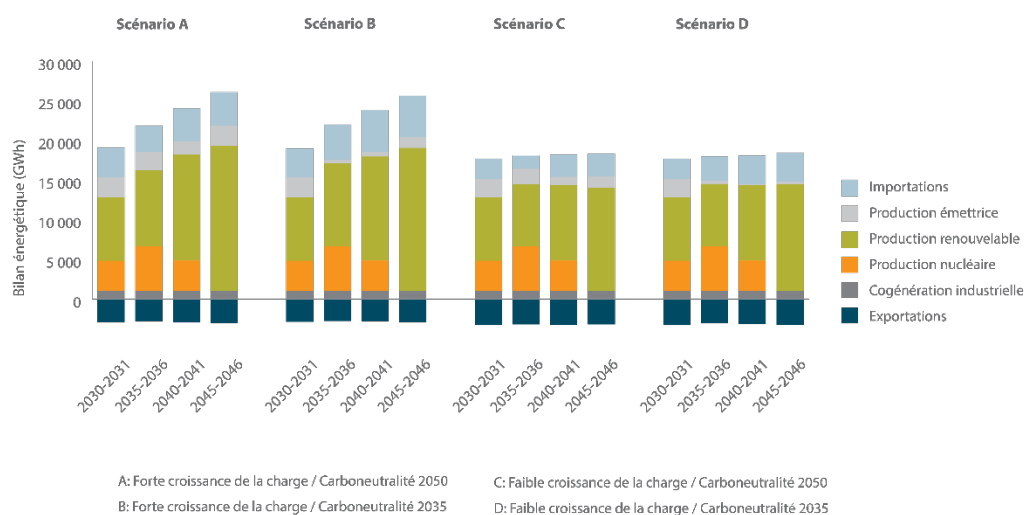
Des investissements importants sont nécessaires pour construire de nouvelles ressources afin de remplacer l'écart de production laissé par le retrait de la centrale nucléaire de Point Lepreau (663 MW), comme suit :

Les scénarios A, B et D prévoient de 1 500 à 1 800 MW de ressources renouvelables supplémentaires par rapport aux scénarios de base afin de répondre aux besoins énergétiques, ainsi que de 600 à 700 MW de turbines à combustion pour répondre aux besoins de capacité.

Dans le scénario C, la centrale de Bayside est prolongée comme centrale à cycle combiné, ce qui fournit à la fois de l'énergie et de la capacité au réseau. Cela réduit légèrement l'ajout de nouvelles ressources renouvelables.

Dans l'ensemble, la capacité installée totale nécessaire pour remplacer la centrale nucléaire de Point Lepreau par une combinaison de turbines à combustion et de ressources renouvelables varie de 2 200 à 2 500 MW, ce qui correspond à une capacité ferme effective de 650 à 745 MW. Dans tous les scénarios, l'ajout d'énergie éolienne et solaire s'accompagne de ressources modulables additionnelles afin d'aider à équilibrer la production et la charge.

Figure 6.2: Bilan énergétique – Scénarios sans nucléaire

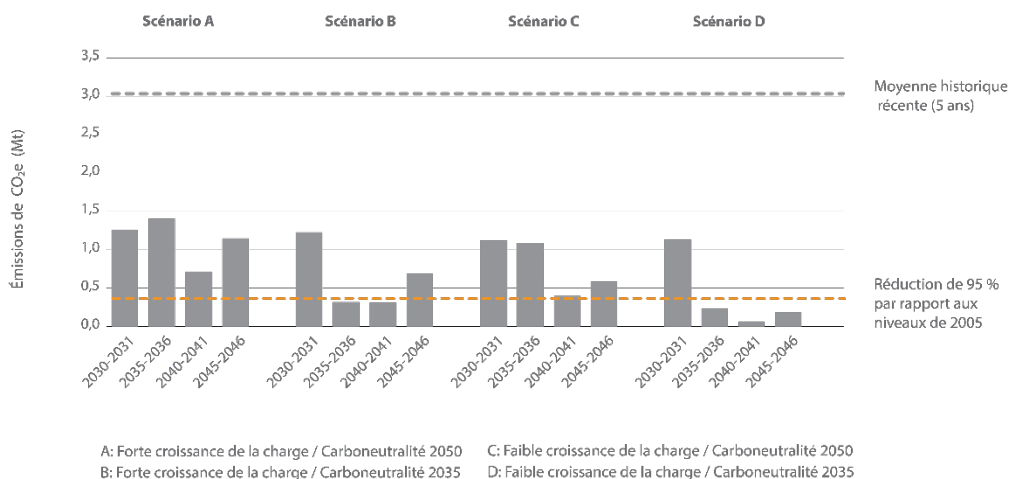


Comme le montre la figure 6.2, la majorité des besoins énergétiques sont comblés par les ressources renouvelables, avec une certaine énergie additionnelle provenant de ressources émettrices et des importations pour assurer la fiabilité et les services au réseau. Par exemple, l'énergie solaire et l'énergie éolienne contribuent à combler les écarts, même si leur variabilité est beaucoup plus importante que celle d'une centrale nucléaire de base. Cela crée un besoin accru de services au réseau, comme la montée en charge et la régulation, provenant d'unités modulables afin de maintenir l'équilibre du système.

Lorsque les émissions de la figure 6.3 pour la sensibilité sans nucléaire sont comparées aux scénarios de base de la figure 5.6, les émissions sont presque identiques avant le retrait de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Lorsque la fin de vie utile présumée de la centrale nucléaire de Point Lepreau survient en 2041-2042, on observe une augmentation notable des émissions dans la sensibilité sans nucléaire pour les quatre scénarios comparativement aux scénarios de base.

Les résultats montrent que, sans nucléaire, le scénario D est le seul cas qui atteint la carboneutralité avant 2050. Le scénario B n'atteint pas la carboneutralité après la fin de vie utile présumée de la centrale nucléaire de Point Lepreau, malgré les restrictions supplémentaires liées au carbone. Cela indique que des interventions additionnelles au-delà de ce qui a été modélisé pourraient être nécessaires pour atteindre un réseau électrique carboneutre sans production nucléaire dans la province.

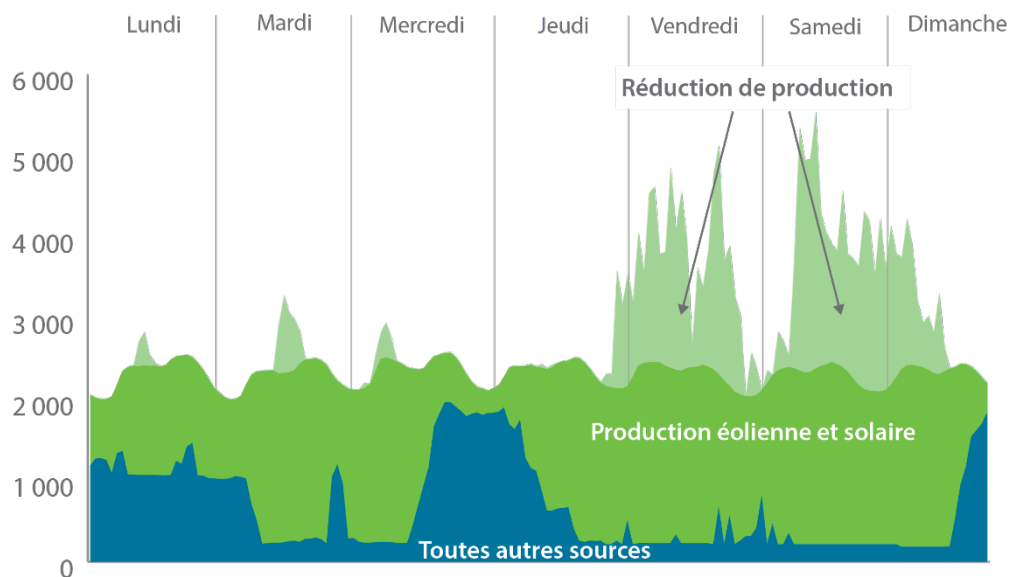
Figure 6.3: Émissions de gaz à effet de serre – Scénarios sans nucléaire



L'ampleur et la portée de la pénétration des ressources renouvelables variables sont beaucoup plus élevées que dans les scénarios de base. Les complexités liées aux contraintes de transport ainsi qu'au contrôle de la tension et de la fréquence nécessitent des études opérationnelles afin de déterminer comment la variabilité et les erreurs de prévision pourraient influencer sur l'exploitation et la fiabilité.

La figure 6.4 montre la variabilité prévue de l'éolien et du solaire pendant une semaine d'octobre 2042 pour le scénario B de la sensibilité sans nucléaire. Par comparaison avec la figure 5.8, deux éléments ressortent. Premièrement, la variabilité des « autres ressources », comme le montre la figure 6.4, augmente considérablement, tandis que le volume global d'énergie provenant de ces sources diminue. Cela signifie que l'équilibre du réseau exigera davantage de flexibilité, alors que les niveaux de production modulable seront plus faibles. Deuxièmement, le volume de réductions de production augmente jusqu'à 3 100 MW à certaines heures. Cela souligne la nécessité d'intégrer des mécanismes de contrôle et la capacité de réduire la production dans les futurs contrats d'achat d'électricité éolienne et solaire.

Figure 6.4: Production horaire en octobre 2045, scénario B, sensibilité sans nucléaire



Le nucléaire existant joue un rôle important et apporte une valeur considérable au réseau. La comparaison des coûts totaux du système avec et sans la centrale nucléaire de Point Lepreau, en excluant les coûts fixes liés au prolongement de la centrale ainsi que les hypothèses de coûts d'exploitation comme le capital régulier, l'exploitation et l'entretien, donne une idée de la valeur totale que la production nucléaire apporte au réseau. Cette valeur représente environ 900 millions de dollars en avantages potentiels par année, avec de légères variations selon le scénario. Les investissements dans la centrale nucléaire de Point Lepreau devraient actuellement atteindre en moyenne 600 millions de dollars par année pendant les années de prolongement.

Énergie NB reconnaît l'occasion importante que pourrait représenter le prolongement de la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau et s'engage à poursuivre des analyses détaillées afin d'appuyer les décisions futures concernant les possibilités de prolongement de durée de vie et de remise à neuf.

6.2. Sensibilité avec nouveau nucléaire

L'ajout d'une capacité nucléaire accrue au Nouveau-Brunswick permettrait à l'énergie nucléaire de continuer à fournir une électricité de base stable, fiable et sans carbone, tout en renforçant la sécurité énergétique du Nouveau-Brunswick. Cette nouvelle capacité nucléaire appuierait le plan stratégique d'Énergie NB visant la transition vers un approvisionnement énergétique propre, sûr et rentable. La sécurité énergétique est particulièrement importante alors que le Nouveau-Brunswick cherche à accroître son développement économique dans un contexte de croissance incertaine de la charge.

La production nucléaire représente une occasion de développement économique en raison de la longue période de planification et de construction, des possibilités liées à la chaîne d'approvisionnement et de l'exploitation subséquente de la centrale pendant sa durée de vie prolongée de 60 ans, ce qui crée des retombées économiques importantes pour les gens du Nouveau-Brunswick. Énergie NB possède une expérience reconnue en exploitation nucléaire ainsi qu'un site nucléaire autorisé à la centrale nucléaire de Point Lepreau, avec de l'espace pour une expansion.

En plus d'assurer la sécurité énergétique du Nouveau-Brunswick, le déploiement d'une nouvelle production nucléaire pourrait soutenir des partenariats régionaux en électricité. L'emplacement du Nouveau-Brunswick et son réseau d'interconnexions de transport lui confèrent une position géographique unique dans la région. Un nouveau nucléaire, appuyé par des ententes régionales, contribuerait à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et compléterait la production renouvelable existante et prévue dans les territoires voisins.

L'évaluation d'impact, l'autorisation réglementaire et la construction d'installations nucléaires peuvent prendre jusqu'à 10 à 14 ans et devraient être amorcées dans un avenir rapproché afin d'assurer leur disponibilité selon les échéanciers prévus. Comme cela s'est fait ailleurs au Canada, le processus d'évaluation d'impact et la première étape du processus d'autorisation d'un nouveau projet nucléaire peuvent être lancés avant le choix d'une technologie et peuvent être encadrés par une production maximale prévue. Aux premières étapes de ces processus, une technologie appropriée peut ensuite être choisie afin de répondre le mieux possible aux besoins du Nouveau-Brunswick et de soutenir les efforts éventuels de coopération régionale en électricité.

La production nucléaire exige des engagements financiers importants. Compte tenu de cet engagement, il est important qu'Énergie NB et les décideurs comprennent pleinement les coûts et les répercussions d'un réseau qui continue d'inclure de la production nucléaire. Cette sensibilité examinera comment Énergie NB doublerait sa capacité de production nucléaire et comment l'avenir de la centrale nucléaire de Point Lepreau pourrait s'inscrire dans ce contexte.

Cette sensibilité a également une incidence sur les décisions d'Énergie NB concernant le nucléaire, qu'il s'agisse de nouvelles constructions, de remises à neuf ou de retraits, décisions qui sont généralement prises de 15 à 20 ans à l'avance. Une planification importante et des travaux préliminaires substantiels sont nécessaires pour assurer la sécurité énergétique lors de tout changement au parc nucléaire.

Approche et hypothèses

L'objectif n'est pas de déterminer à l'avance un volume précis de production nucléaire, mais plutôt de cerner ce qui changerait dans le plan d'expansion et de comprendre les variations des coûts totaux du système et des coûts en capital entre les scénarios de sensibilité et les scénarios de base. Cela permettra ensuite à Énergie NB et aux décideurs de déterminer la valeur qui devrait être prise en compte lors d'une décision concernant un nouveau nucléaire.

Les changements précis aux principales hypothèses du plan intégré des ressources qui ont été modélisés pour cette sensibilité comprennent ce qui suit :

1. ajouter une nouvelle production nucléaire de 750 MW à l'exercice 2039-2040. Cela laisse un délai raisonnable pour tenir compte des risques liés à la fin de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau ainsi que des risques de retard dans la construction d'un nouveau nucléaire;
2. ajouter une autre nouvelle production nucléaire de 750 MW à l'exercice 2044-2045. Il pourrait s'agir soit de la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau, soit du retrait de la centrale et de la construction d'une deuxième nouvelle unité;
3. créer une nouvelle vente d'énergie et de capacité de 500 MW à compter de l'exercice 2044-2045.

On suppose que le nouveau nucléaire serait situé au même emplacement que la centrale nucléaire de Point Lepreau et qu'il nécessiterait des mises à niveau des infrastructures de transport existantes.

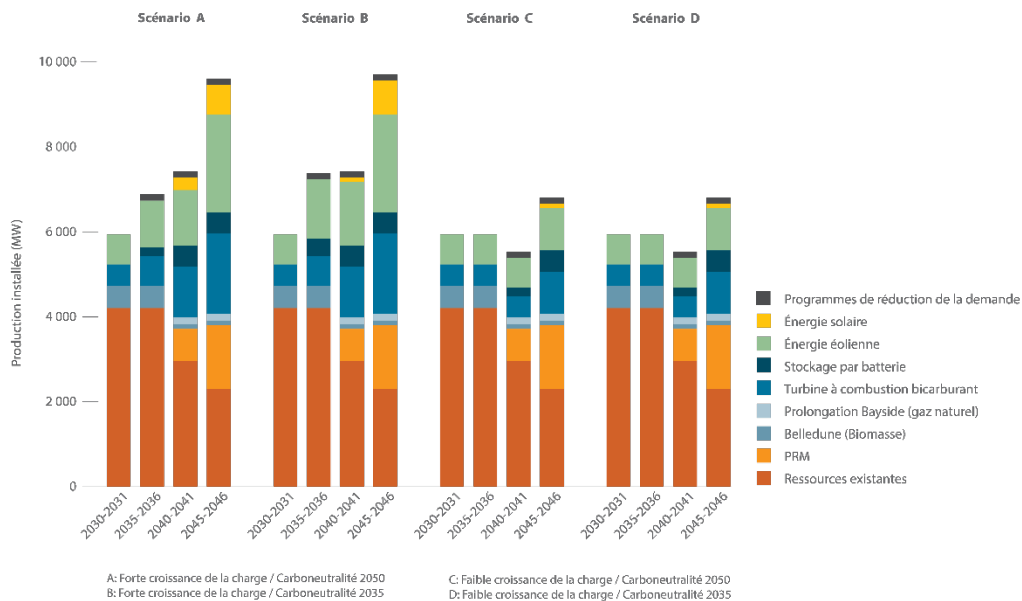
Aucun changement aux politiques, aux coûts du combustible ou aux coûts des technologies ne sera apporté dans cette sensibilité. Cela permettra de comparer les sensibilités aux autres scénarios ou sensibilités établis uniquement en fonction des changements au déploiement de la production nucléaire.

Résultats et discussion

La possibilité qu'offre le nouveau nucléaire est d'accroître la sécurité énergétique au Nouveau-Brunswick en fournissant de grands volumes de production fiable et sans carbone, et à haut facteur de capacité (production de base). Cela pourrait faire du Nouveau-Brunswick un exportateur net d'énergie et constituer une protection contre les fluctuations des marchés de l'électricité et des combustibles. L'utilisation des infrastructures d'une installation existante réduit également au minimum les répercussions liées à l'utilisation de terrains additionnels. Le défi associé au nouveau nucléaire est qu'une plus grande proportion du parc de production serait concentrée dans une seule technologie. Cela peut réduire la flexibilité d'exploitation du réseau et accroître la dépendance envers quelques grandes ressources pour assurer la sécurité énergétique.

Les résultats de la figure 6.5 montrent que, dans les quatre scénarios, l'ajout au réseau de 750 MW de capacité nucléaire installée aux exercices 2039-2040 et 2044-2045 réduit considérablement le besoin d'autres ressources. Le plan détaillé d'expansion de cette sensibilité se trouve à l'annexe I « Tableaux d'expansion ».

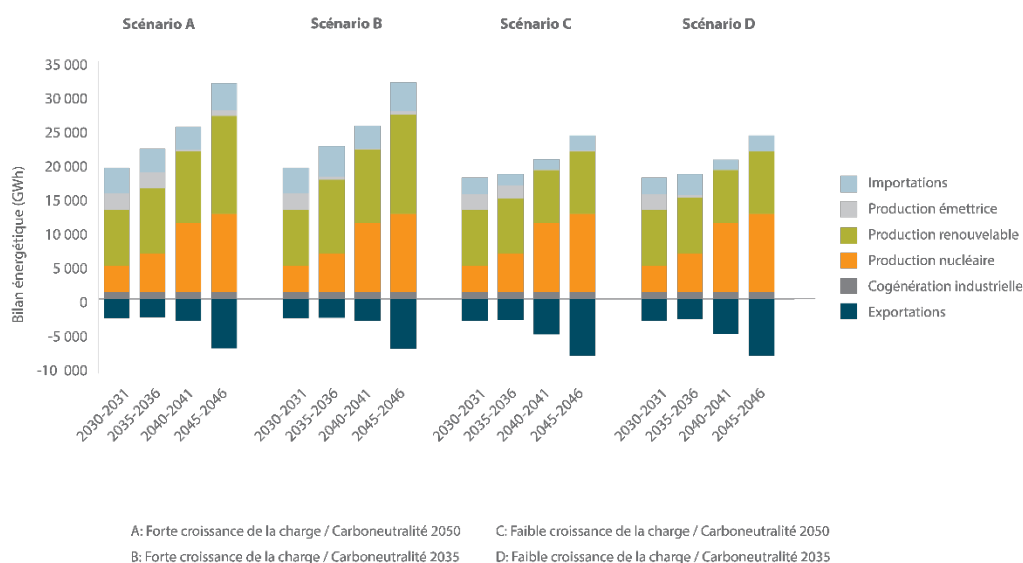
Figure 6.5: Bilan énergétique – Scénarios avec nouveau nucléaire



Comparativement aux scénarios de base, les plans d'expansion de la sensibilité avec nouveau nucléaire prévoient beaucoup moins d'énergie éolienne et solaire, ainsi qu'une capacité de turbines à combustion légèrement inférieure. Dans les quatre scénarios de la sensibilité avec nouveau nucléaire, le déploiement des batteries est également retardé par rapport aux scénarios de base.

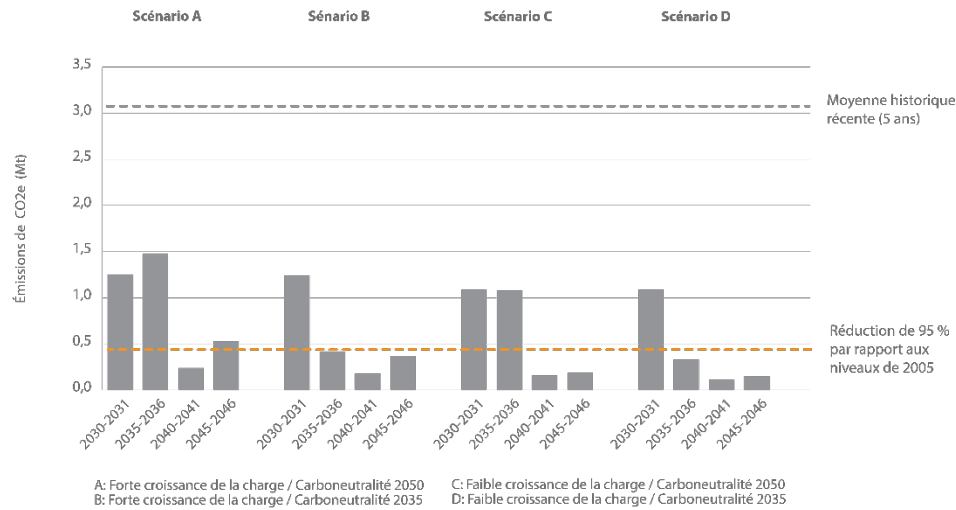
L'ajout de nucléaire fournit de grands volumes d'énergie fiable avec très peu de dépendance envers d'autres ressources comparativement au scénario de base. Comme le montre la figure 6.6, l'énergie fournie par le nouveau nucléaire remplace un ensemble de ressources, principalement des ressources renouvelables et des importations. En 2045-2046, on observe une augmentation notable des exportations dans tous les scénarios, associée au contrat d'exportation de 500 MW présumé commencer en 2044-2045.

Figure 6.6: Bilan énergétique – Scénarios avec nouveau nucléaire



Les résultats montrent qu'avec l'ajout de nouveau nucléaire au réseau, un réseau électrique carboneutre est atteint dans les années 2040 dans tous les scénarios, sans qu'aucune intervention supplémentaire ne soit nécessaire.

Figure 6.7: Émissions de gaz à effet de serre – Scénarios avec nouveau nucléaire



Le nouveau nucléaire pourrait créer d'importantes occasions de partenariats ou de coopération régionale. Des 1 500 MW inclus dans l'analyse, 500 MW sont présumés faire partie d'un partenariat régional. Cela pourrait permettre des économies d'échelle ou possiblement la création d'un parc d'unités similaires afin de réduire les coûts globaux.

De plus, 1 000 MW de nouveau nucléaire destiné au Nouveau-Brunswick compenseraient les investissements dans d'autres actifs de production et réduiraient les coûts totaux liés au combustible et aux achats d'électricité. Cette valeur est estimée à plus de 1 milliard de dollars par année, avant la prise en compte des coûts fixes directs liés au nucléaire, des coûts d'exploitation et d'entretien ainsi que des mises à niveau nécessaires du réseau de transport. Cela représente un avantage important pour compenser l'investissement qui serait requis, mais davantage d'information est nécessaire pour déterminer si cet avenir potentiel est dans l'intérêt supérieur des gens du Nouveau-Brunswick.

Une telle analyse devrait tenir compte des plus récentes estimations relatives à la construction et à l'exploitation d'actifs nucléaires, de l'évolution des possibilités de partenariat, d'études plus détaillées sur les besoins et les coûts liés aux infrastructures de transport, d'une analyse détaillée des risques et de tout soutien gouvernemental qui pourrait être offert. Énergie NB s'engage à comprendre ces facteurs et prendra des décisions éclairées lorsque les grands jalons se présenteront au cours des prochaines années.

6.3. Sensibilité avec interconnexions accrues

Énergie NB bénéficie depuis plusieurs années d'un réseau de transport robuste doté de solides interconnexions avec les territoires voisins. À mesure que le secteur de l'électricité effectue sa transition vers des ressources renouvelables et sans carbone, les services publics explorent des investissements additionnels dans les infrastructures afin de transporter de grands volumes d'énergie. Ce plan intégré des ressources examine l'option d'accroître considérablement la capacité des interconnexions afin de mieux comprendre le rôle que le transport pourrait jouer dans la transition vers un réseau électrique carboneutre. L'objectif de cette sensibilité est de mieux comprendre comment le Nouveau-Brunswick pourrait optimiser la construction de ses propres ressources avec les achats auprès des territoires voisins, et de mieux cerner le rôle que le Nouveau-Brunswick pourrait jouer comme carrefour énergétique du Canada atlantique.

Approche et hypothèses

Cette sensibilité augmente la capacité totale d'importation et d'exportation de 1 000 MW. On suppose que la capacité accrue des interconnexions devient disponible en 2035-2036 et qu'elle est destinée uniquement à l'énergie, c'est-à-dire qu'il est présumé qu'Énergie NB ne pourra pas acheter de capacité ferme au moyen de cette interconnexion.

La modélisation de cette sensibilité n'a pris en compte aucune nouvelle obligation de capacité ferme ni aucune convention d'achat d'électricité autre que celles considérées dans les scénarios de base. Cette approche est cohérente avec les hypothèses à long terme. L'objectif de cette sensibilité est d'analyser l'utilisation d'une capacité accrue d'importation et d'exportation si elle devenait disponible à l'avenir. Les hypothèses comprennent les prix actuels du marché pour les importations et les exportations. On suppose également qu'il n'y a aucune restriction sur le volume d'importations disponibles, même s'il est reconnu que cela pourrait constituer un obstacle important en pratique.

Aucune estimation du coût des mises à niveau du réseau de transport nécessaires pour permettre l'acheminement de 1 000 MW supplémentaires n'a été réalisée. Toutefois, on s'attend à ce que ces coûts se chiffrent en milliards de dollars. À titre d'exemple, les estimations de coûts récentes du projet de boucle de l'Atlantique variaient entre 6 et 9 milliards de dollars pour l'ajout de 1 150 MW de capacité de transport dans la région.

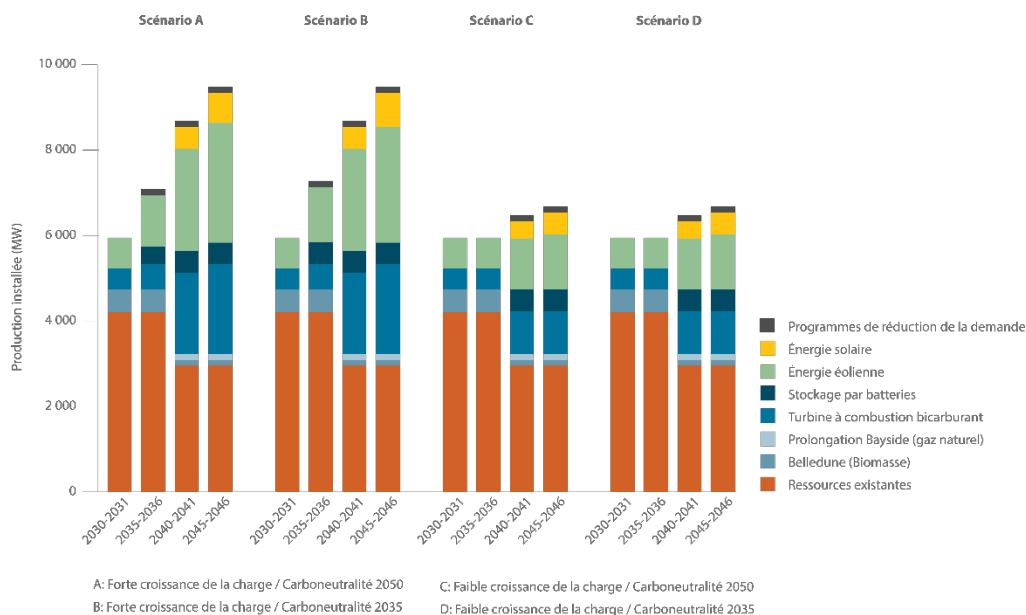
Résultats et discussion

L'augmentation de la capacité des interconnexions offre des possibilités, notamment une meilleure fiabilité du réseau et la réduction des obstacles au transport de grands volumes d'énergie, ce qui permet aux territoires de partager les ressources avec leurs voisins à une échelle beaucoup plus grande. Les défis associés à l'augmentation de la capacité des interconnexions pourraient toutefois avoir une incidence sur la sécurité énergétique au Nouveau-Brunswick.

Si le Nouveau-Brunswick se trouve dans une position d'importateur net d'énergie, cela accroît la dépendance envers d'autres territoires pour approvisionner les clients du Nouveau-Brunswick. Le risque tient alors à la fiabilité de la source d'énergie provenant du territoire voisin et à la fiabilité des infrastructures utilisées pour transporter cette énergie sur de longues distances. Par exemple, les infrastructures de transport sont davantage exposées aux phénomènes météorologiques extrêmes, comme les feux de forêt, les ouragans et les tempêtes de verglas.

Les résultats liés à l'augmentation de la capacité d'interconnexion, présentés à la figure 6.8, montrent une diminution globale de la capacité installée dans les scénarios de forte croissance de la charge A et B par rapport aux scénarios de base, avec des différences minimales dans les scénarios de faible croissance de la charge C et D. Le scénario B montre une diminution importante de la capacité solaire installée, le modèle choisissant d'importer davantage d'énergie plutôt que de s'approvisionner à partir de ressources situées dans la province. Le plan détaillé d'expansion de la capacité pour cette sensibilité se trouve à l'annexe I « Tableaux d'expansion ».

Figure 6.8: Capacité installée – Scénarios avec interconnexions accrues

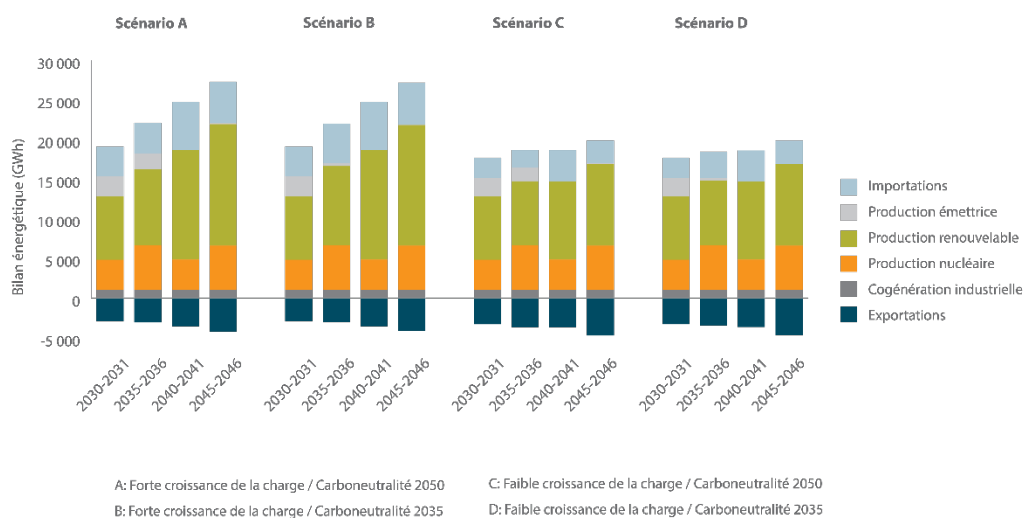


Le bilan énergétique (figure 6.9) montre une augmentation des importations et des exportations rendue possible par la capacité de transport additionnelle. Une plus grande production renouvelable est également rendue possible par l'augmentation de la capacité de transport, grâce à la réduction des réductions de production de ces ressources.

Par exemple, en 2045-2046 dans le scénario A, les réductions de production renouvelable diminuent de plus de 1 000 GWh. Cela entraîne une production renouvelable accrue malgré une capacité renouvelable totale installée plus faible que dans le scénario de base correspondant. La capacité de transport accrue entraîne des importations et des exportations plus élevées, mais n'affiche pas un taux d'utilisation élevé. Le taux d'utilisation correspond à la proportion de la capacité de transfert utilisée pour les importations et les exportations. La capacité de transport additionnelle augmente les importations d'environ 1 500 GWh par année dans les scénarios de forte charge, mais d'environ 350 GWh seulement par année dans les scénarios de faible charge. Les exportations augmentent également d'environ 800 GWh par année dans les scénarios de forte charge, mais d'environ 600 GWh par année dans les scénarios de faible charge.

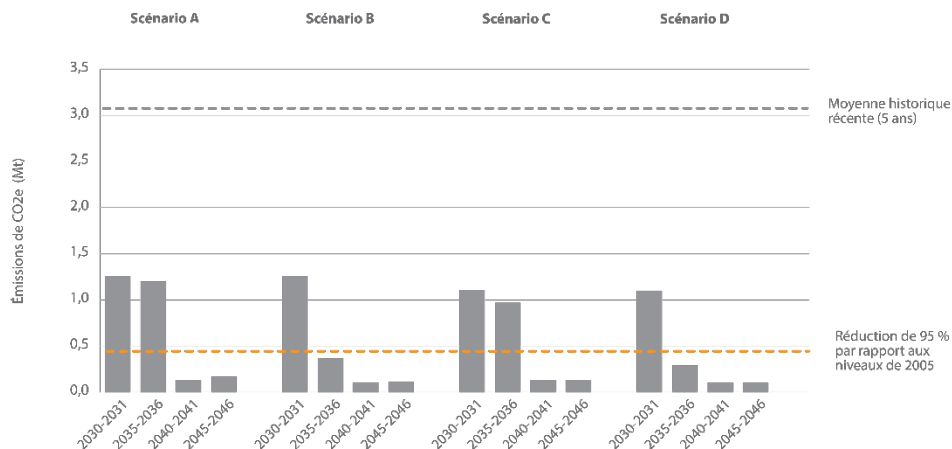
Dans l'ensemble, cela représente un taux d'utilisation total de 26 % dans les scénarios de forte charge et de seulement 7 % dans les scénarios de faible charge.

Figure 6.9: Bilan énergétique – Scénarios avec interconnexions accrues



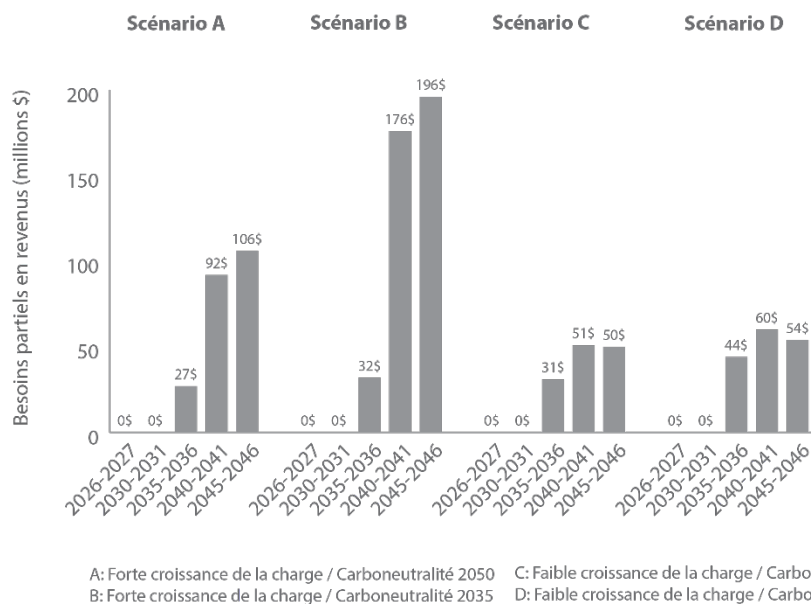
Le résultat de l'augmentation de la capacité des interconnexions de 1 000 MW en 2035-2036 montre que les émissions dans la province sont réduites, dans tous les scénarios, sous le seuil de réduction de 95 % par rapport aux niveaux de 2005 afin d'atteindre la carboneutralité, avec seulement de légères différences de calendrier.

Figure 6.10: Émissions de gaz à effet de serre – Scénarios avec interconnexions accrues



La figure 6.11 montre l'occasion totale associée à l'augmentation de la capacité d'interconnexion, sans tenir compte des coûts d'infrastructure. Aucune conception de projet de transport précise ni aucune ingénierie n'a été réalisée pour cette possibilité. Toutefois, le Nouveau-Brunswick possède un réseau électrique relativement petit, et les coûts se situeraient probablement dans une fourchette de plusieurs milliards de dollars. La valeur de cette proposition augmenterait vraisemblablement dans le cadre de partenariats stratégiques avec les territoires voisins pour transporter de l'énergie vers la région.

Figure 6.11: Économies de coûts brutes liées à l'augmentation des interconnexions de transport (excluant les coûts en capital des interconnexions accrues)



6.4. Aucune restriction liée au carbone

Énergie NB reconnaît les risques liés au changement climatique et travaille avec diligence à la décarbonisation du réseau électrique. Le plan intégré des ressources de 2026 examine le rythme et l'incidence de la décarbonisation du réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Dans les scénarios de base, Énergie NB explore des voies permettant d'atteindre un réseau électrique carboneutre d'ici 2035, ainsi qu'un rythme graduel menant à la carboneutralité d'ici 2050. La sensibilité sans restriction liée au carbone a été conçue afin de mieux comprendre les effets des lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre, notamment leur efficacité à réduire ces émissions ainsi que les coûts qui y sont associés. Les résultats de cette sensibilité fourniront aux décideurs un éclairage sur l'efficacité et le coût des lois et réglementations existantes.

Approche et hypothèses

Cette sensibilité explore l'option qui consiste à retirer les restrictions imposées par les lois et réglementations existantes en matière d'émissions de gaz à effet de serre et, dans les faits, permettant ainsi des émissions non atténuées provenant de la production à combustibles fossiles. Cette sensibilité supprime toutes les restrictions liées au carbone; seuls un scénario de forte croissance de la charge et un scénario de faible croissance de la charge ont donc été analysés. Pour comprendre les effets des lois et réglementations actuelles, il est préférable de comparer cette sensibilité aux scénarios de carboneutralité d'ici 2050 (A et C). L'analyse de sensibilité comprend :

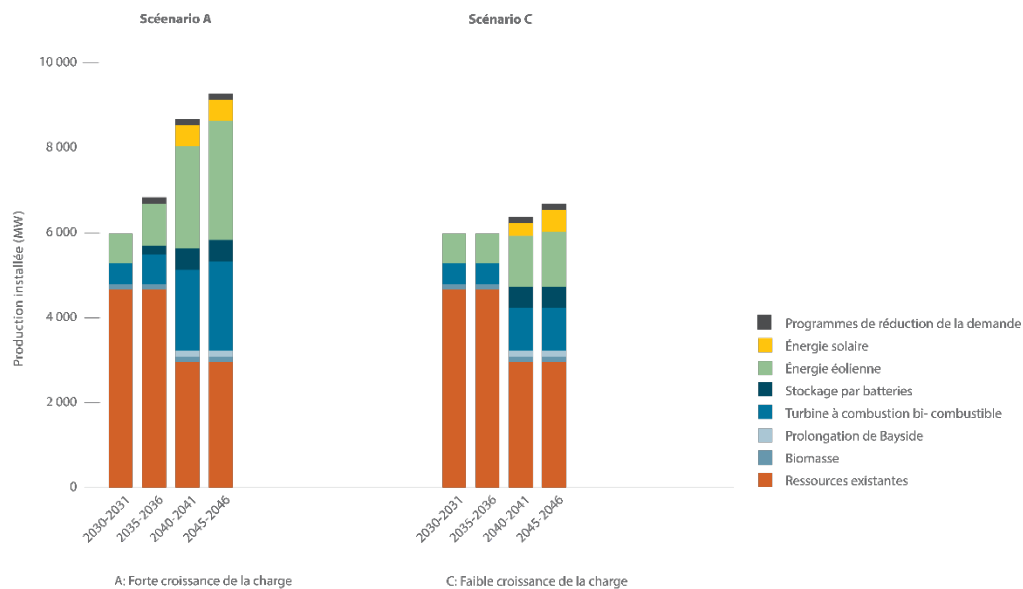
- la suppression du système de tarification fondé sur le rendement et de la tarification du carbone connexe;
- la suppression de toutes les contraintes d'émissions applicables à la production à combustibles fossiles;
- la suppression de l'élimination progressive du charbon en 2030;
- l'autorisation pour Belledune de continuer à utiliser le charbon jusqu'à sa date de retrait.

Cette analyse ne tient pas compte des répercussions économiques et sociétales plus larges liées au changement climatique, ni des effets du réinvestissement des recettes, dans le cadre duquel la contribution d'Énergie NB au système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau Brunswick soutient les initiatives de décarbonisation.

Résultats et discussion

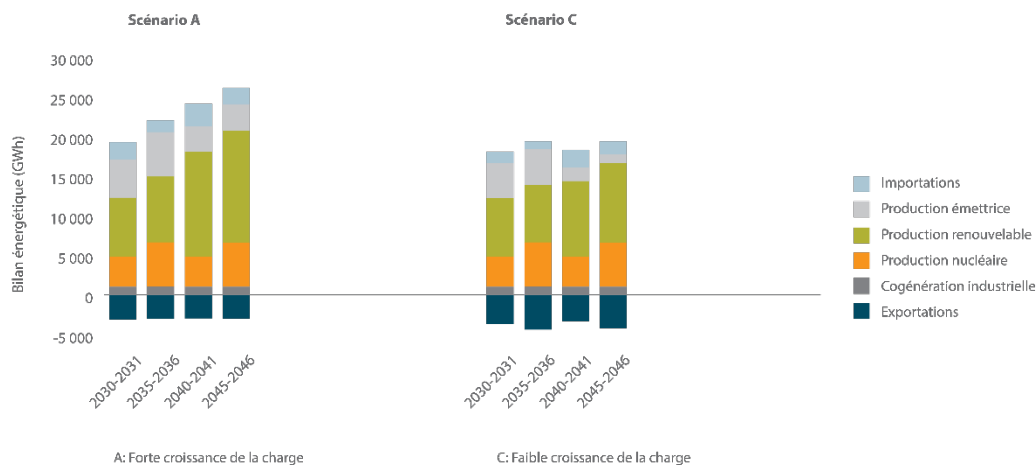
Les changements apportés à la capacité installée dans la sensibilité sans restriction carbone montrent que Belledune continuerait d'utiliser le charbon et que la conversion à la biomasse n'aurait pas lieu. Le scénario A montre également que des turbines à combustion supplémentaires seraient sélectionnées. Dans les deux scénarios, les investissements dans les batteries, le solaire et l'éolien n'auraient pas lieu comparativement aux scénarios de base. Le plan détaillé d'expansion de la capacité pour cette sensibilité se trouve à l'annexe I « Tableaux d'expansion ».

Figure 6.12: Capacité installée – Scénarios sans restriction liée au carbone



Les résultats de la sensibilité sans restriction liée au carbone pour les scénarios A et C montrent clairement que l'équilibre des besoins énergétiques, comparativement au scénario de base, serait entièrement assuré par des ressources émettrices plutôt que par des ressources sans carbone, comme les énergies renouvelables, les batteries et les importations.

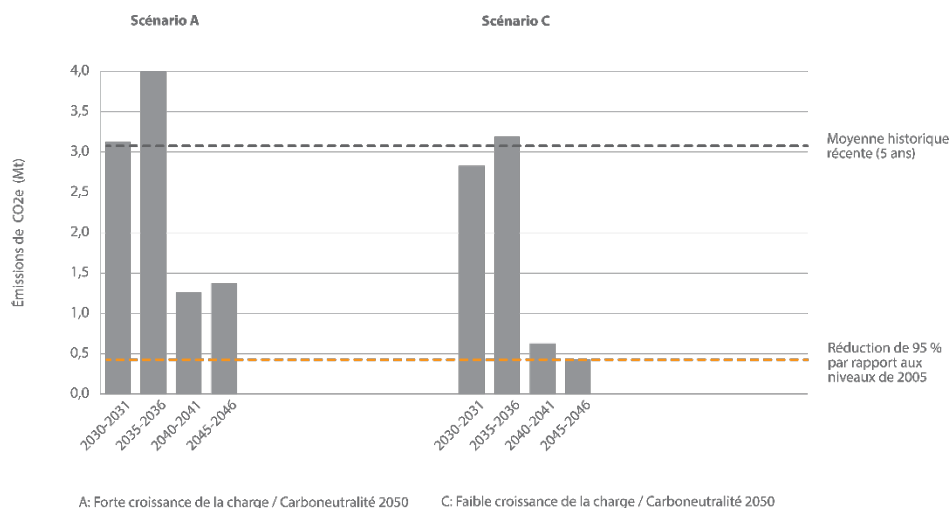
Figure 6.13: Bilan énergétique – Scénarios sans restriction liée au carbone



L'incidence globale de la sensibilité sans restriction carbone montre une augmentation des émissions : le scénario A n'atteint pas la carboneutralité pendant la période d'étude, bien qu'il réalise tout de même des progrès importants, et le scénario C n'atteint la carboneutralité que dans les dernières années de l'horizon de planification.

En l'absence de restrictions liées au carbone, les émissions seraient nettement plus élevées, puisque Belledune continuerait d'utiliser le charbon pendant les années 2030. De plus, la fin de vie utile présumée des plus grandes centrales à combustibles fossiles d'Énergie NB, soit Coleson Cove et Belledune, en 2040-2041, aurait la plus grande incidence sur la réduction des émissions. Après 2040-2041, les ressources émettrices restantes dans le réseau sont des unités de pointe au gaz naturel dont les facteurs de capacité projetés sont relativement faibles, ce qui entraîne une réduction importante des émissions dans les années 2040 par rapport à l'historique récent, même en l'absence de toute restriction carbone visant à stimuler les réductions.

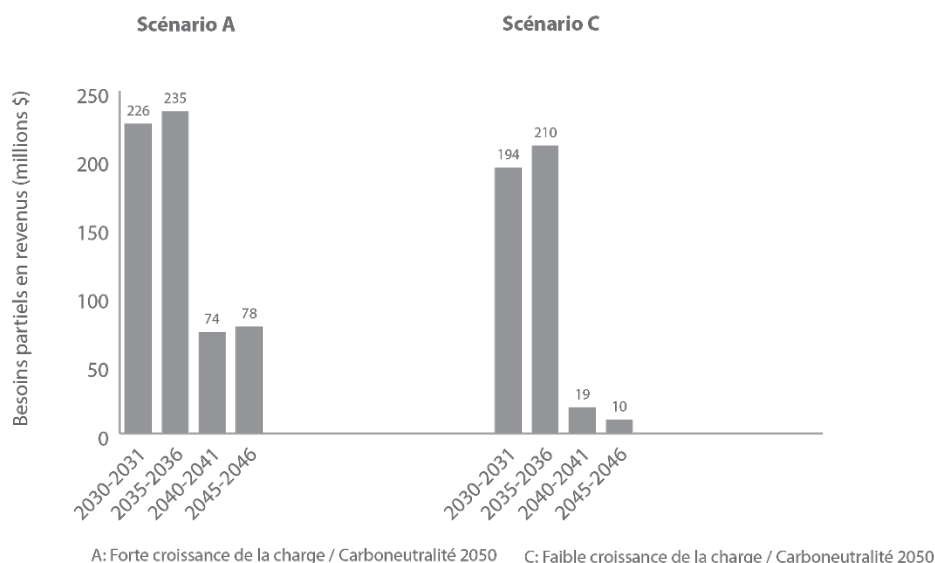
Figure 6.14: Émissions de gaz à effet de serre – Aucune restriction carbone



La figure 6.15 montre l'écart de coûts entre la sensibilité sans restriction liée au carbone et les scénarios de base. Cet écart de coûts est surtout attribuable au règlement sur l'abandon du charbon, dont les coûts sont nettement plus élevés dans les années 2030. Dans les années 2040, la comparaison avec le scénario de forte croissance de la charge (scénario A) montre un écart de coûts assez élevé, principalement attribuable au prix du carbone appliqué aux installations de production restantes au gaz naturel dans le scénario de base A.

Dans la comparaison avec le scénario de faible croissance de la charge (scénario C), l'écart diminue considérablement, puisque le facteur de capacité des installations restantes au gaz naturel est faible.

Figure 6.15: Coût des lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre



Les émissions totales dans les scénarios de base sont inférieures à celles de la sensibilité sans restriction liée au carbone de 29 Mt pour la comparaison avec le scénario A et de 24 Mt pour la comparaison avec le scénario C sur l'horizon de planification de 20 ans. Ces réductions d'émissions résultent des lois et réglementations actuelles. L'augmentation des coûts sur la période de planification s'élève à 3,2 milliards de dollars (en valeur nominale) et à 2,5 milliards de dollars pour les comparaisons entre le scénario A et le scénario C, respectivement. La majeure partie de ces coûts et de ces réductions d'émissions est due à l'abandon progressif du charbon à Belledune en 2030. De 2026-2027 à 2030-2031, les besoins en recettes partiels par unité d'énergie vendue au cours de cette période devraient augmenter de 5,1 pour cent par an (voir la figure 5.10). Au cours de cette période, environ deux pour cent par an sont liés aux lois et réglementations existantes en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Ces valeurs permettent d'estimer le coût global des réductions de carbone découlant des lois et réglementations actuelles en matière d'émissions de gaz à effet de serre. Pour les comparaisons avec les scénarios A et C, la réduction des émissions d'éq. CO₂ coûte respectivement 110 \$ la tonne et 104 \$ la tonne.

7. Conclusion

L'électricité touche tout ce que nous faisons. Les orientations que nous établissons aujourd'hui auront une incidence sur la prochaine génération. Un réseau électrique abordable, propre et fiable est un moteur fondamental pour positionner le Nouveau-Brunswick en vue d'une croissance à long terme dans un paysage énergétique en évolution. Ce plan intégré des ressources tient compte de l'incertitude afin de présenter différentes voies menant à un réseau électrique résilient pour l'avenir.

7.1. Mesures communes

Énergie NB entreprend plusieurs investissements pour son avenir. Ceux-ci comprennent des conventions d'achat d'électricité pour 702 MW de nouvelle production éolienne, une entente de mise à disposition de 500 MW pour une nouvelle capacité de turbines à combustion bicom bustibles, la conversion de Belledune à la biomasse et des investissements dans une nouvelle ligne de transport entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

Dans les quatre scénarios de base, le modèle sélectionne les mêmes types de ressources à construire. Le portefeuille de production recommandé comprend l'éolien, le solaire, les turbines à combustion, les batteries, la réponse à la demande et le prolongement de la durée de vie de Bayside. La différence entre les scénarios réside dans la quantité de ressources de production ainsi que dans le moment où ces ressources sont nécessaires. Les résultats du plan intégré des ressources confirment et valident le plan stratégique d'Énergie NB visant à fournir des solutions énergétiques propres, concurrentielles et fiables. Les mesures communes relevées dans tous les scénarios de base sont des investissements sans regret qu'Énergie NB devrait continuer de poursuivre. Un résumé de ces mesures communes est présenté au tableau 7.1.

Tableau 7.1: Résumé des mesures communes dans les scénarios de base

Capacité installée	Technologie
500 à 1 600 MW	Turbines à combustion
410 MW	Projet de biomasse de Belledune
150 à 270 MW	Projet de prolongation de Bayside
500 MW	Stockage par batteries
146 MW	Gestion de la demande
400 à 2 100 MW	Énergie éolienne
500 à 1 500 MW	Énergie solaire

Les nouvelles ressources éoliennes et solaires sont toujours appuyées par l'ajout d'une ressource modulable, généralement des batteries ou des turbines à combustion, afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables et de maintenir la fiabilité.

Le délai de réalisation de bon nombre de ces projets se situe entre trois et cinq ans, de leur conception à leur mise en service. Il est possible de faire progresser les projets avant leur date de mise en service prévue afin qu'ils soient plus avancés et puissent répondre à un besoin accéléré, le cas échéant.

7.2 Planifier dans l'incertitude

Le secteur de l'électricité connaît une grande incertitude. Il est prudent pour Énergie NB d'envisager plusieurs voies qui tiennent compte de cette incertitude lorsqu'elle planifie le réseau de l'avenir. Un thème récurrent du plan intégré des ressources est le principe fondamental de la gestion des risques. Une gestion appropriée des risques peut protéger la durabilité environnementale et économique, ainsi que la fiabilité. Énergie NB choisit intentionnellement une approche fondée sur des scénarios dans le cadre du plan intégré des ressources afin d'éclairer les décisions sur les mesures à prendre et le moment de les prendre, à mesure que les conditions continuent d'évoluer.

En surveillant continuellement l'évolution du paysage énergétique, les décideurs peuvent consulter le plan intégré des ressources avant de planifier une intervention. Par exemple, des indicateurs ou déclencheurs à surveiller surviennent lorsqu'il y a un écart par rapport aux principales hypothèses du plan intégré des ressources. Il pourrait s'agir de changements importants, comme :

- un écart de la charge par rapport aux prévisions de charge;
- des changements aux ressources de production existantes, comme une défaillance prématurée ou un changement important de la date présumée de fin de vie utile;
- des changements substantiels aux lois, comme des règlements ou des normes;
- des changements aux conditions d'exploitation, comme les importations ou exportations fermes;
- des changements importants dans les marchés, comme des perturbations de la chaîne d'approvisionnement.

Les résultats des scénarios de forte croissance de la charge du plan intégré des ressources montrent que la quantité d'énergie pourrait augmenter de plus de 50 % au cours des vingt prochaines années. La probabilité d'une forte charge est plausible compte tenu des nombreux facteurs susceptibles d'accroître la croissance de la charge. La comparaison des scénarios de forte croissance de la charge (A et B) avec les scénarios de faible croissance de la charge (C et D) permet de mieux comprendre les options les plus économiques pour répondre à la croissance. Elles comprennent :

1. accélérer le stockage par batteries;
2. accélérer les programmes de réponse à la demande;
3. augmenter le volume total et accélérer l'éolien;
4. augmenter le volume total et accélérer le solaire;
5. augmenter le volume total et accélérer les turbines à combustion

Les délais d'approvisionnement et de construction des ressources doivent également être pris en compte, les délais étant d'au moins trois à cinq ans, et considérablement plus longs dans les dernières années pour certaines technologies en raison des pressions sur la chaîne d'approvisionnement.

Énergie NB s'engage à réduire ses émissions afin d'atteindre un réseau électrique carboneutre. Énergie NB a déjà réalisé des progrès importants en réduisant ses émissions de 65 % par rapport aux niveaux de 2005 et devrait continuer de les réduire considérablement au cours des prochaines années. Dans sa progression vers l'atteinte d'un réseau électrique carboneutre, Énergie NB reconnaît l'incertitude entourant les lois et réglementations relatives aux émissions de gaz à effet de serre.. Par exemple, le gouvernement pourrait décider de mettre à jour le système de tarification fondé sur le rendement.

La comparaison des scénarios de carboneutralité d'ici 2035 avec les scénarios de carboneutralité d'ici 2050 permet de mieux comprendre les effets sur le rythme de la décarbonisation du réseau électrique.. L'accélération de l'atteinte d'un réseau électrique carboneutre en 2035 réduira les émissions après 2035, mais augmentera aussi le coût du service pour les gens du Nouveau-Brunswick. La majeure partie de ces coûts et de ces réductions d'émissions découle de l'élimination progressive du charbon à Belledune en 2030.

À mesure qu'Énergie NB poursuit sa transition vers la carboneutralité, il est utile de comprendre l'efficacité des lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre pour réduire les émissions. Les résultats de la sensibilité sans restriction liée au carbone montrent que l'abandon progressif du charbon a la plus grande incidence sur la réduction des émissions. Dans l'ensemble, les lois et réglementations existantes permettront de réduire les émissions de 29 à 34 Mt sur l'horizon de planification de 20 ans, à un coût de 2,5 à 3,2 milliards de dollars en dollars nominaux.

L'avenir du nucléaire dans le réseau électrique du Canada a récemment été un sujet clé des discussions sur la stratégie énergétique. Le plan intégré des ressources a examiné différents scénarios liés au nucléaire, notamment le prolongement de la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau, le retrait du nucléaire ainsi que l'ajout d'un nouveau nucléaire. Le nucléaire apporte une valeur importante au réseau en fournissant près du tiers des besoins énergétiques et de capacité dans la province, sans émissions. Un réseau sans nucléaire nécessiterait une quantité importante de ressources renouvelables et de turbines à combustion pour combler cet écart.

Les résultats montrent que, sans nucléaire, les émissions augmenteraient en raison du besoin de turbines à combustion pour fournir de la capacité et des services au réseau. L'analyse financière montre que le prolongement de la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau présente une valeur considérable. La valeur globale que cette centrale apporte au réseau devrait atteindre en moyenne environ 900 millions de dollars par année pendant la période de prolongement. Les avantages globaux devraient actuellement dépasser les coûts; toutefois, cette possibilité devra faire l'objet d'un examen plus approfondi au cours des prochaines années afin de mieux comprendre la viabilité technique et économique du prolongement de la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Le nouveau nucléaire représente aussi une occasion pour le Nouveau-Brunswick. Dans la sensibilité avec nouveau nucléaire, la capacité nucléaire totale au Nouveau-Brunswick augmente à 1 500 MW, avec une possibilité d'exportation présumée de 500 MW. Cette possibilité pourrait contribuer aux objectifs régionaux de décarbonisation et offrir des économies d'échelle à l'industrie nucléaire du Nouveau-Brunswick.

L'incidence nette est de rendre disponibles 1 000 MW d'énergie et de capacité nucléaires pour le Nouveau-Brunswick. Cela représente une valeur globale de plus de 1 milliard de dollars par année pour le Nouveau-Brunswick, avant la prise en compte des coûts fixes et des coûts d'exploitation liés à la capacité et à l'énergie nucléaires pendant ces années. Il s'agit d'une occasion importante, mais des travaux supplémentaires sont nécessaires pour comprendre les coûts et les risques associés aux nouveaux projets nucléaires.

L'augmentation des interconnexions avec les territoires voisins et la réduction de certaines congestions permettront d'accroître les importations et les exportations, ce qui pourrait être avantageux pour les gens du Nouveau-Brunswick. L'occasion associée à la combinaison globale des ressources de production se situe entre 50 et 200 millions de dollars par année. Cette estimation ne tient pas compte des coûts de ces mises à niveau ni des avantages ou revenus additionnels provenant de tiers qui utiliseraient l'infrastructure. La combinaison de ces facteurs pourrait créer les conditions d'un investissement valable, mais il s'agit encore d'un domaine qui nécessitera des études supplémentaires.

7.2. Points clés à retenir

Sélection des ressources

L'éolien et le solaire sont des sources d'énergie clés dans tous les scénarios et toutes les sensibilités. La valeur de ces ressources pour le réseau diminue avec le temps, mais l'optimisation des investissements dans ces ressources contribuera à réduire les coûts globaux et à accroître la production renouvelable. Les turbines à combustion, le stockage par batteries et les programmes de réponse à la demande sont des sources de capacité clés sélectionnées dans tous les scénarios et toutes les sensibilités. Le stockage par batteries et les programmes de réponse à la demande sont limités par la baisse des valeurs de capacité effective de contribution à la charge, mais la première tranche de ressources apporte de la valeur. Les ressources de capacité assurent la fiabilité du réseau électrique et sont construites pour répondre à des besoins croissants ou pour remplacer des ressources existantes qui sont retirées.

Le prolongement de la durée de vie de Bayside est également une ressource clé sélectionnée dans tous les scénarios et toutes les sensibilités. Dans certains cas, l'installation est prolongée comme centrale à cycle combiné, tandis que dans d'autres, elle est convertie en installation à cycle simple avec une capacité réduite. Énergie NB devra continuer de surveiller cette question et de planifier l'avenir de la centrale en conséquence. Dans les années 2030, il sera important qu'Énergie NB réalise les évaluations appropriées afin de confirmer la voie à suivre pour les installations de production existantes comme Bayside, Belledune et Coleson Cove.

Carbone

La conversion de Belledune à la biomasse entraînera des réductions importantes des émissions de gaz à effet de serre, ramenant les émissions annuelles d'équivalent CO₂ à moins de 1,5 Mt d'ici 2030-2031. En 2040-2041 et par la suite, le retrait de Coleson Cove entraîne une autre réduction marquée des émissions. Dans le scénario A, soit le scénario de forte croissance de la charge et de carboneutralité d'ici 2050, des progrès importants sont réalisés vers l'atteinte d'un réseau électrique carboneutre, avec des émissions inférieures à 1 Mt dans les années 2040. Dans le scénario C, soit le scénario de faible croissance de la charge et de carboneutralité d'ici 2050, un réseau électrique carboneutre est atteint dans les années 2040 dans le cadre des lois et réglementations existantes en matière d'émissions de gaz à effet de serre. Les scénarios B et D atteignent tous deux la carboneutralité en 2035, mais cela entraîne des coûts supplémentaires de 0,6 à 1,2 milliard de dollars, en dollars nominaux, pour les clients d'Énergie NB pendant l'horizon de planification. Cette analyse porte spécifiquement sur le coût des services liés au réseau électrique et ne tient pas compte des coûts économiques et sociaux plus larges liés au changement climatique.

Caractéristiques opérationnelles

Le réseau électrique est en transformation, et le réseau de demain présentera de nouveaux défis. Le rôle des ressources émettrices évolue : elles passent d'installations de production de base, comme Belledune et Bayside, à des installations de pointe à démarrage rapide, comme le projet d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau et Millbank. Ces types de ressources aideront à intégrer les énergies renouvelables et à maintenir la fiabilité pendant les périodes de pointe hivernale.

Le solaire et l'éolien deviennent des sources d'énergie beaucoup plus importantes, plusieurs scénarios ajoutant des milliers de mégawatts de nouvelle capacité renouvelable. Cela modifiera les considérations opérationnelles, notamment en créant un besoin important de réduction de production pendant les périodes de faible charge.

Finances

Les besoins partiels en revenus, c'est-à-dire les revenus provenant des ventes d'électricité à percevoir auprès des clients de la province, augmentent au fil du temps dans tous les scénarios, sous l'effet des pressions inflationnistes, du rythme de la décarbonisation et du besoin d'investissements accrus pour remplacer les infrastructures vieillissantes.

En moyenne, les coûts par unité d'énergie devraient augmenter de 22 % entre 2026-2027 et 2030-2031. Cette incidence à court terme est attribuable à l'augmentation des effets des lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre, à l'inflation et à la mise en œuvre d'une stratégie visant à réaliser des progrès significatifs vers l'amélioration de la situation des capitaux propres d'Énergie NB.

Les investissements en capital sur l'horizon de planification de 20 ans dépassent 40 milliards de dollars dans les scénarios A et B et 30 milliards de dollars dans les scénarios C et D. Énergie NB devra investir considérablement dans ses actifs existants, mais il y aura aussi des possibilités de partenariat avec des tiers afin d'attirer des investissements privés dans la province. Énergie NB devra déterminer le juste équilibre entre les risques, les dépenses en capital et d'autres facteurs lorsqu'elle prendra ses décisions d'investissement futures.

L'avenir du nucléaire

La centrale nucléaire de Point Lepreau existante apporte une valeur considérable au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Les prolongements de durée de vie d'installations semblables ont été réalisés avec succès, et le prolongement de la durée de vie de la centrale procurerait une valeur d'environ 900 millions de dollars par année au réseau électrique. Les coûts du prolongement sont actuellement estimés à près de 600 millions de dollars par année. Une décision de prolonger la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau nécessiterait une demande et l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Le délai dans lequel un prolongement est habituellement envisagé se situe entre cinq et dix ans avant la fin de vie utile.

Le nouveau nucléaire présente également des possibilités. L'expansion de la présence nucléaire au Nouveau-Brunswick pourrait permettre des économies d'échelle et créer des occasions de partenariats régionaux. Il reste toutefois des considérations techniques, économiques et stratégiques à examiner avant qu'Énergie NB investisse et engage le Nouveau-Brunswick dans une nouvelle production nucléaire.

Les décisions stratégiques entourant le prolongement de la durée de vie, une remise à neuf et une nouvelle construction devront être prises avec le soutien initial d'organisations mises en place au cours des cinq prochaines années, ce qui signifie que l'analyse de rentabilité devra être élaborée au cours des trois prochaines années.

Nouveau transport

De nouvelles infrastructures de transport entre le Nouveau-Brunswick et les territoires voisins pourraient créer des possibilités d'acheter davantage d'énergie et d'augmenter les ventes à l'exportation. Aucune conception de projet de transport précise ni aucune ingénierie n'a été réalisée pour cette possibilité. Toutefois, les coûts se situeraient probablement dans une fourchette de plusieurs milliards de dollars. Il faudrait examiner plus en détail les sources de valeur additionnelles ou d'autres sources de financement pour les infrastructures de transport, ainsi que des estimations de coûts plus précises, afin d'évaluer davantage cette possibilité.

Lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre

Les lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre entraînent des réductions des émissions d'éq. CO₂ et des coûts plus élevés. L'élimination progressive du charbon à Belledune explique la majeure partie de ces réductions et de ces coûts à court terme. Dans les années 2040, après la fin de vie utile présumée de Belledune et de Coleson Cove, les émissions diminuent même sans signal politique, ce qui permet d'atteindre la cible de réduction des émissions menant à la carboneutralité dans le scénario de faible croissance de la charge. Dans l'ensemble, les lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre permettront de réduire les émissions de 34 à 29 Mt au cours des 20 ans, pour un coût compris entre 104 et 110 \$ par tonne des émissions d'éq. CO₂ réduite. Ces résultats démontrent que les lois et réglementations existantes permettent de réduire efficacement les émissions, moyennant un certain coût, et placent le Nouveau-Brunswick sur la bonne voie pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

Mot de la fin

Énergie NB est déterminée à servir ses clients et à répondre à leurs besoins en électricité de façon sûre et fiable. Les clients souhaitent qu'Énergie NB accorde la priorité aux tarifs les plus bas possible, et l'accent mis par Énergie NB sur l'excellence opérationnelle améliorera sa capacité à offrir un service fiable et rentable à ses clients. À mesure que les pressions sur les coûts et les compromis liés à la croissance de la charge et au rythme de la décarbonisation sont examinés dans le plan intégré des ressources de 2026, Énergie NB maintient son engagement envers l'excellence opérationnelle tout en explorant plusieurs voies possibles, en évaluant les possibilités et en intégrant des mesures sans regret en cours de route.

En période d'incertitude, il est plus essentiel que jamais qu'Énergie NB dispose d'un plan intégré des ressources adaptable, qui établit les bases nécessaires pour répondre à tout changement des lois et des règlements ou de conditions du marché pouvant influencer sur l'avenir de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Ce plan intégré des ressources constitue le fondement sur lequel Énergie NB s'appuiera pour évaluer les points de décision critiques qui pourraient se présenter.

Annexe A – Changements par rapport au dernier plan intégré des ressources

Comme le plan intégré des ressources est mis à jour tous les trois ans, des changements sont attendus à mesure que le secteur évolue. Voici un résumé des changements importants observés entre le plan intégré des ressources de 2026 et celui de 2023.

Mobilisation

- Le nombre d'activités de mobilisation dans le plan intégré des ressources de 2026 a augmenté de 61 %, passant de 6 308 activités en 2023 à 10 157 en 2026.
- La mobilisation pour le plan intégré des ressources de 2026 a eu lieu au printemps 2025, comparativement à l'été 2022 pour le plan intégré des ressources de 2023.
- Cela a offert davantage d'occasions de rencontrer les clients lors d'événements communautaires, comme les salons de l'habitation tenus partout dans la province.

Analyse des scénarios

- Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2026 portent sur le rythme de la décarbonisation et le rythme de la croissance de la charge comme deux principaux facteurs à étudier. Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2023 examinaient plutôt le rythme du développement technologique et le rythme de l'électrification comme deux principaux facteurs.
- Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2026 examinent les changements du rythme de la décarbonisation, tandis que le plan intégré des ressources de 2023 mettait l'accent sur les changements aux prix du marché et aux coûts des technologies.
 - Dans le plan intégré des ressources de 2023, les scénarios qui modifiaient le rythme du développement technologique adoptaient tout de même les mêmes solutions pour répondre à la demande croissante.
- Pour les scénarios de sensibilité, le plan intégré des ressources de 2026 examine l'absence de nucléaire, l'ajout d'un nouveau nucléaire, l'augmentation de la capacité d'interconnexion ainsi que l'absence de restriction carbone. Les scénarios de sensibilité du plan intégré des ressources de 2023 examinaient le retrait de Mactaquac, l'absence de petits réacteurs modulaires ainsi que le projet de boucle de l'Atlantique.

Lois et réglementations relatives aux gaz à effet de serre

- Le plan intégré des ressources de 2026 évalue les incidences claires associées au Règlement sur l'électricité propre, qui est entré en vigueur le 1er janvier 2025. Le plan intégré des ressources de 2023 formulait des hypothèses sur l'incidence du Règlement sur l'électricité propre, puisque le règlement était alors en cours d'élaboration.
- Le plan intégré des ressources de 2026 modifie le rythme de la décarbonisation et d'examiner différents calendriers pour atteindre la carboneutralité. Les scénarios de carboneutralité d'ici 2035 comprennent un prix du carbone de 340 \$ la tonne à compter de 2035, avec les restrictions du Règlement sur l'électricité propre, tandis que les scénarios de carboneutralité d'ici 2050 tiennent compte du prix actuel du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick, soit 170 \$ la tonne à compter de 2035, avec les restrictions du Règlement sur l'électricité propre.
- Le plan intégré des ressources de 2023 n'a pas modifié le rythme de la décarbonisation avec le prix actuel du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick de 170 \$ la tonne à compter de 2035 et des hypothèses relatives aux restrictions du Règlement sur l'électricité propre permettant d'atteindre la carboneutralité d'ici 2035 dans tous les scénarios.

Prévision de la charge

Voir le tableau ci-dessous pour les différences entre les prévisions de charge des plans intégrés des ressources de 2023 et de 2026.

Tableau A.1 : Changements à la prévision de la charge entre le plan intégré des ressources de 2023 et celui de 2026

Paramètre	Plan intégré des ressources 2023		Plan intégré des ressources 2026	
	Électrification élevée	Électrification faible	Forte croissance de la charge	Faible croissance de la charge
Véhicules électriques	Prévisions estimées selon les cibles fédérales et provinciales	Prévision de la charge 2023-2033	Étude du potentiel de 2025 – scénario renforcé	Prévision de la charge 2026-2036 tirée de l'étude du potentiel de 2025 – scénario de base
Industriel	1 000 MW pour représenter le potentiel des industries émergentes ou des ventes fermes à l'exportation	Prévision de la charge 2023-2033	800 MW pour représenter le potentiel des industries émergentes ou des ventes fermes à l'exportation	Prévision de la charge 2026-2036
Production décentralisée / solaire derrière le compteur	Prévision de la charge 2023-2033	Prévision de la charge 2023-2033	Prévision de la charge 2026-2036 tirée de l'étude du potentiel de 2025 – scénario de base	Étude du potentiel de 2025 – scénario renforcé
Efficacité énergétique	Prévision de la charge 2023-2033	Prévision de la charge 2023-2033	Prévision de la charge 2026-2036	Étude du potentiel de 2025 – scénario renforcé

Ressources existantes

- Le plan intégré des ressources de 2026 suppose que Belledune sera convertie à la biomasse en 2030, avec une capacité de centrale de 410 MW. Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2023 permettaient au modèle de sélectionner la meilleure option pour Belledune, avec une capacité de 375 MW.
- Entre le plan intégré des ressources de 2023 et celui de 2026, Énergie NB a réalisé des travaux supplémentaires liés à l'élaboration des programmes de réponse à la demande. Dans le plan intégré des ressources de 2023, il n'y avait qu'une seule tranche de réponse à la demande fournissant une capacité effective de 90 MW. Pour le plan intégré des ressources de 2026, les programmes de réponse à la demande ont été élargis, avec 80 MW de volumes actuels et deux tranches

supplémentaires. De plus, des études sur la capacité effective de la réponse à la demande ont été réalisées afin d'établir la capacité effective de contribution à la charge des programmes de réponse à la demande.

- Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2026 comprennent l'installation de 702 MW d'énergie éolienne d'ici 2028-2029, selon la demande d'expression d'intérêt. Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2023 ne prévoyaient pas l'ajout de nouvelle énergie éolienne au réseau.
- Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2026 comprennent l'ajout de 500 MW de nouvelles turbines à combustion, dont 400 MW sont destinés au Nouveau-Brunswick et 100 MW aux exportations, avec une mise en service en 2028-2029. Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2023 ne comprenaient pas de nouvelles turbines à combustion.
- Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2026 comprennent l'ajout de 117 MW de capacité installée (67 MW nets) de production de biomasse industrielle de grande taille à compter de 2028-2029. Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2023 ne prévoyaient pas l'ajout de biomasse industrielle de grande taille.

Ressources du côté de l'offre

- Le plan intégré des ressources de 2026 offrait la possibilité de prolonger Bayside sous forme d'installation à cycle simple ou à cycle combiné en 2038-2039, lorsque la centrale doit être retirée. Le plan intégré des ressources de 2023 offrait seulement la possibilité de prolonger Bayside sous forme d'installation à cycle simple en 2038-2039, lorsque la centrale doit être retirée.
- Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2026 ne comprennent pas de petits réacteurs modulaires. Les scénarios de base du plan intégré des ressources de 2023 supposaient l'installation d'au moins 450 MW de petits réacteurs modulaires dans les scénarios de faible électrification, et jusqu'à 750 MW de petits réacteurs modulaires installés dans les scénarios de forte électrification.
- Le plan intégré des ressources de 2026 suppose qu'une nouvelle production nucléaire, sans présumer d'une technologie particulière, pourrait être disponible d'ici 2039-2040. Le plan intégré des ressources de 2023 supposait qu'une technologie de petit réacteur modulaire de première génération pourrait être disponible dès 2029-2030 dans le scénario de rythme rapide de développement technologique, et d'ici 2034-2035 dans le scénario de rythme modéré de développement technologique.
- Le plan intégré des ressources de 2026 suppose que deux tranches de réponse à la demande seront disponibles, conformément au plan stratégique d'Énergie NB. La première tranche disponible est de 146 MW, et la deuxième tranche disponible est de 212 MW d'ici 2030-2031. Le plan intégré des ressources de 2023 supposait que 90 MW de réponse à la demande seraient disponibles d'ici 2030-2031.
- Le plan intégré des ressources de 2026 comprend les coûts estimatifs de renforcement du transport pour les ressources du côté de l'offre lors du calcul du coût actualisé de l'énergie et du coût actualisé de la capacité. Le plan intégré des ressources de 2023 ne comprenait pas de coûts précis de renforcement du transport pour les ressources du côté de l'offre lors du calcul du coût actualisé de l'énergie et du coût actualisé de la capacité.

Annexe B – Hypothèses clés

Catégorie	Hypothèse du plan intégré des ressources de 2026
Belledune	• Abandon progressif du charbon d'ici 2030 • Passage au combustible de biomasse après l'arrêt de conversion en 2029 • Retrait en 2040-2041
Mactaquac	• Le projet d'atteinte de la durée de vie utile de Mactaquac commence en 2028, avec des arrêts de groupes turboalternateurs à compter de 2030 et jusqu'en 2038 • La puissance de la centrale est réduite pendant le projet de remise à neuf, avec la possibilité que jusqu'à trois groupes soient indisponibles. • Retrait en 2068
Nucléaire	• Prolongement de la durée de vie de la centrale nucléaire de Point Lepreau au-delà de 2045-2046 dans tous les scénarios de base.
Règlement sur les gaz à effet de serre	• 40 % des ventes dans la province proviennent de ressources renouvelables • Tarification du carbone du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick de 110 \$ la tonne en 2026 à 170 \$ la tonne en 2030 et par la suite, conformément aux plus récents modèles d'Environnement Canada • Règlement sur l'électricité propre en vigueur le 1er janvier 2035, permettant une production limitée à partir de combustibles fossiles avec mise en commun des émissions. • La carboneutralité est définie comme une réduction des émissions de 95 % par rapport aux niveaux de 2005, soit 0,44 Mt d'éq. CO₂ • Les cas de carboneutralité d'ici 2050 supposent la structure actuelle de tarification du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick • Les cas de carboneutralité d'ici 2035 supposent que la tarification du carbone augmente pour atteindre 340 \$ la tonne à compter de 2035.

Catégorie	Hypothèse du plan intégré des ressources de 2026
Hypothèses économiques	• Indice des prix à la consommation à long terme de 2 %, selon les données et prévisions trimestrielles des taux du Conference Board du Canada publiées en juin 2025 • Taux de change à long terme tiré du Conference Board du Canada pour les exercices 2026-2027 à 2035-2036 • Taux de change à long terme de 1,36 % pour les exercices au-delà de 2035-2036, tiré des données et prévisions trimestrielles des taux du Conference Board du Canada publiées en juin 2025 • Hypothèses relatives à la cote de crédit tirées de Bloomberg en décembre 2025 • Taux de financement de la dette à long terme de 5,25 %, fondé sur une analyse des taux de financement publics (taux obligataire à long terme de 3,5 %, écart de 110 points de base et frais de garantie de 0,65 %). • Rendement des capitaux propres des projets détenus par le secteur public présumé à 9 %, selon un ratio réputé dette/capitaux propres de 60/40. • Coût moyen pondéré du capital de 6,75 %, fondé sur la structure du capital cible à long terme, le taux de financement de la dette à long terme et les hypothèses de rendement des capitaux propres. • Indexation des coûts de construction fondée sur l'étude d'approvisionnement de rechange en production réalisée par un tiers; elle varie selon le type de ressource.
Prévision des prix du combustible et du marché de l'électricité	• Prix du combustible et de l'électricité à court terme fondés sur le budget 2026-2027 d'Énergie NB • Prix du combustible et de l'électricité à long terme fournis par Energy Ventures Analysis Inc.
Prévision de la charge dans la province	• Prévision de la charge dans la province fondée sur la prévision de la charge 2026-2036 d'Énergie NB, achevée en 2025, y compris les résultats de l'étude du potentiel d'électrification réalisée par Dunskey en 2025 • Les scénarios de faible croissance de la charge comprennent les prévisions de charge de base, auxquelles s'ajoutent des économies accrues d'efficacité énergétique et de la production décentralisée • Les scénarios de forte croissance de la charge comprennent les prévisions de charge de base, auxquelles s'ajoutent une prévision accrue d'adoption des véhicules électriques et l'ajout graduel d'une charge industrielle de 800 MW entre 2028-2029 et 2045-2046

Catégorie	Hypothèse du plan intégré des ressources de 2026
Charge à l'exportation	- Les contrats d'exportation existants se poursuivent pendant toute la période d'étude - Les exportations occasionnelles ne sont pas incluses dans les décisions de modélisation de l'expansion de la capacité de production - Les exportations occasionnelles vers les marchés de l'électricité sont présumées disponibles, mais ajustées pour tenir compte des effets des énergies renouvelables sur les prix du marché régional et les corrélations - Les prix du marché des ventes à l'exportation sont inversement corrélés au volume d'énergie éolienne disponible
Planification de la capacité et du transport	- Marge de réserve de planification minimale de 20 %, selon l'examen exhaustif de l'adéquation des ressources des Maritimes de 2025 publié par le Northeast Power Coordinating Council - Limites d'importation et d'exportation fondées sur les résultats de l'étude de planification du transport TPL-001 du Nouveau-Brunswick
Ressources de production	- Les centrales de production existantes fonctionnent jusqu'à leurs dates de retrait prévues. Les centrales hydroélectriques sont présumées être remises à neuf ou remplacées à l'identique au moment de leur retrait. 500 MW de turbines à combustion disponibles en 2028, dont 400 MW de capacité pour le Nouveau-Brunswick et 100 MW de capacité d'exportation pendant toute la période d'étude. - Les conventions d'achat d'électricité renouvelable sont présumées être prolongées à la valeur du marché.
Ressources du côté de l'offre	- Production candidate et coûts fournis par Energy and Environmental Economics et les données d'Énergie NB - Analyse de sélection fondée sur les profils d'émissions, les caractéristiques d'exploitation et la rentabilité
Contribution à la capacité	Capacité effective de contribution à la charge fournie par Energy and Environmental Economics et les données d'Énergie NB
Réponse à la demande	- Capacité installée existante de 80 MW disponible pendant toute la période d'étude - Possibilité d'ajouter une nouvelle capacité installée en deux tranches, soit une première tranche de 146 MW et une deuxième de 212 MW d'ici 2030-2031, selon les résultats de l'étude du potentiel de Dunskey

Catégorie	Hypothèse du plan intégré des ressources de 2026
Efficacité énergétique	• Cibles législatives d'efficacité énergétique de 0,65 % en 2026-2027, de 0,70 % en 2027-2028 et de 0,75 % en 2028-2029 et chaque année par la suite • Les scénarios de forte croissance de la charge supposent que les programmes d'efficacité atteignent les cibles législatives • Les scénarios de faible croissance de la charge supposent que les programmes d'efficacité énergétique dépassent les cibles législatives, selon les résultats de l'étude du potentiel de 2025
Transport	• Les coûts de transport dans la province sont inclus pour les nouvelles technologies comme l'éolien, le solaire, le stockage, les turbines à combustion et le nucléaire • Le renforcement du réseau de transport, y compris les coûts des nouvelles constructions et les investissements, est intégré aux décisions de planification de l'expansion • Les estimations des coûts de transport sont incluses dans les prévisions financières • Aucune capacité additionnelle d'importation ou d'exportation n'est incluse dans les scénarios de base
Analyse de sensibilité avec nouveau nucléaire	• Construire 750 MW de nouvelle production nucléaire en 2039-2040 • Construire 750 MW supplémentaires de nouvelle production nucléaire en 2044-2045. Remettre à neuf la centrale nucléaire de Point Lepreau ou construire une deuxième nouvelle unité • Ajouter une vente d'énergie et de capacité de 500 MW à compter de 2044-2045
Analyse de sensibilité sans nucléaire	• Aucune production nucléaire après le retrait de la centrale nucléaire de Point Lepreau en 2041-2042
Analyse de sensibilité avec interconnexions accrues	• Capacité additionnelle d'interconnexion accrue de 1 000 MW à compter de 2035-2036 avec les territoires voisins • Non liée à une interface particulière; aucune vente précise d'énergie ou de capacité n'est créée
Analyse de sensibilité sans restriction carbone	• Supprimer les contraintes d'émissions liées à la tarification du carbone du système de tarification fondé sur le rendement • Supprimer les contraintes d'émissions liées aux restrictions du Règlement sur l'électricité propre • Supprimer l'élimination progressive du charbon; Belledune continue d'utiliser le charbon jusqu'à sa fin de vie utile en 2040-2041 • Maintenir la norme du portefeuille d'énergies renouvelables de 40 % pour les ventes dans la province

Annexe C – Considérations relatives aux politiques

Depuis la publication du plan intégré des ressources de 2023, les politiques publiques ont continué d'évoluer alors que le secteur de l'électricité progresse vers la réduction des émissions de carbone. Énergie NB reconnaît que, puisque les gouvernements poursuivent activement des objectifs climatiques, les politiques publiques constituent un facteur important qui influence le rythme de la décarbonisation. Par conséquent, Énergie NB a choisi le rythme de la décarbonisation comme axe clé d'analyse afin de comprendre comment les politiques publiques influenceront sur la réduction à long terme des émissions dans le secteur de l'électricité.

Les politiques publiques aux échelles provinciale, nationale et internationale ont façonné le plan intégré des ressources de 2026. Elles établissent le contexte du plan intégré des ressources et mettent en évidence l'importance des décisions stratégiques pour orienter la transition vers un réseau électrique à plus faibles émissions de carbone.

Lois, réglementations et politiques provinciales

À titre de société de la Couronne, Énergie NB respecte plusieurs lois, règlements et politiques établis par le gouvernement provincial. Le gouvernement fournit également une orientation stratégique à laquelle Énergie NB harmonise ses activités.

Loi sur l'électricité

La *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick est la loi qui établit le cadre de réglementation de l'électricité dans la province et qui décrit la façon dont le réseau électrique est géré dans la province.

Le plan intégré des ressources d'Énergie NB est touché par plusieurs dispositions et exigences de la *Loi sur l'électricité*. L'article 100 de la *Loi sur l'électricité* établit l'obligation de préparer un plan intégré des ressources. Il énumère plusieurs éléments qui doivent y être inclus et fixe les délais requis pour sa présentation au Conseil exécutif du gouvernement du Nouveau-Brunswick et son approbation par celui-ci.

Le paragraphe 100(2) exige que le plan intégré des ressources soit élaboré par la Société conformément aux principes du service au moindre coût, de la durabilité économique et environnementale ainsi que de la gestion des risques.

La *Loi sur l'électricité* permet également l'adoption de règlements qui prescrivent des exigences applicables à Énergie NB en matière d'efficacité énergétique, de ressources d'énergie renouvelable et de fiabilité.

Efficacité énergétique

Énergie NB est tenue par règlement d'élaborer et d'administrer des programmes de gestion de la demande et d'efficacité énergétique. Le règlement comprend des cibles minimales d'efficacité énergétique visant à réduire les ventes d'électricité dans la province de :

1. 0,65 % pour l'exercice 2026-2027
2. 0,70 % pour l'exercice 2027-2028
3. 0,75 % chaque année par la suite ⁴⁶

Énergie NB a considérablement élargi son offre de programmes d'efficacité énergétique au cours des dernières années et continuera de le faire. Les efforts visant à réduire et à déplacer la consommation d'électricité des clients diminueront la dépendance aux centrales alimentées aux combustibles fossiles et augmenteront la part des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick qui est fournie par les énergies renouvelables.

Norme du portefeuille d'énergies renouvelables

Énergie NB est tenue par règlement de développer des ressources d'énergie renouvelable dans la province avec la participation des Premières Nations afin de veiller à ce que les ventes d'électricité dans la province soient approvisionnées à partir de ressources renouvelables selon une cible minimale de 40 %.⁴⁷

Énergie NB reconnaît l'importance d'intégrer les ressources renouvelables au réseau. Avec la participation des Premières Nations, Énergie NB prévoit plus que doubler la capacité installée de production éolienne au cours des prochaines années afin de maintenir des tarifs bas et stables, d'améliorer la sécurité énergétique et de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

⁴⁶ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Règlement sur l'efficacité énergétique – Loi sur l'électricité*, Règl. du N.-B. 2022-74 (pris en vertu de la Loi sur l'électricité, L.N.-B. 2013, ch. 7). Consulté à l'adresse <https://laws.gnb.ca/fr/document/rc/2022-74/>

⁴⁷ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité*, Règl. du N.-B. 2015-60 (pris en vertu de la Loi sur l'électricité, L.N.-B. 2013, ch. 7). Consulté à l'adresse <https://laws.gnb.ca/fr/document/rc/2015-60/>

Normes de fiabilité

Énergie NB est tenue par règlement d'assurer la conformité aux normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (NERC).⁴⁸ Énergie NB est également membre à part entière du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et travaille avec diligence pour respecter tous les critères et normes de fiabilité de la NERC et du NPCC lors de la planification et de l'exploitation du réseau de production-transport. Énergie NB intègre toutes les normes et tous les critères pertinents de la NERC et du NPCC dans sa planification de l'adéquation des ressources lorsqu'elle élabore le plan intégré des ressources.

Lettre de mandat

Conformément à la Loi sur la responsabilisation et l'amélioration continue, le gouvernement provincial remet à Énergie NB une lettre de mandat⁴⁹, qui communique l'intention et les attentes concernant l'harmonisation des buts et objectifs d'Énergie NB avec les priorités du gouvernement. Voici les exigences de la lettre de mandat de 2025 qui ont une incidence sur le plan intégré des ressources de 2026 :

- réaliser des progrès vers une structure du capital comportant au moins 20 % de capitaux propres grâce à la planification financière, à la réduction des coûts et à d'autres mécanismes appropriés qui permettront de maintenir des tarifs bas et stables;
- réduire les dépenses, puisque l'abordabilité demeure une préoccupation majeure pour les gens du Nouveau-Brunswick;
- fournir les principales données d'entrée et hypothèses pour les besoins en revenus futurs;
- accroître les économies d'énergie et augmenter le soutien aux rénovations énergétiques résidentielles, y compris les thermopompes gratuites et les rénovations solaires.

Loi sur les changements climatiques

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick reconnaît l'importance des changements climatiques et le rôle de la province dans l'appui à l'engagement du Canada de réduire les émissions de gaz à effet de serre. La *Loi sur les changements climatiques* est une loi clé qui établit le cadre de gestion des émissions au Nouveau-Brunswick. Les principales hypothèses relatives aux politiques sur le carbone dans le plan intégré des ressources découlent des exigences établies dans la *Loi sur les changements climatiques* et sont harmonisées avec tout plan fédéral visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à atteindre les cibles de carboneutralité.

La *Loi sur les changements climatiques* permet également la mise en place du système de

⁴⁸ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Règlement sur les normes de fiabilité – Loi sur l'électricité*, Règl. du N.-B. 2013-66 (pris en vertu de la Loi sur l'électricité, L.N.-B. 2013, ch. 7). Consulté à l'adresse <https://laws.gnb.ca/fr/document/rc/2013-66/>

⁴⁹ Énergie NB, *Lettre de mandat*, consultée à l'adresse <https://www.energienb.com/fr/a-notre-sujet/responsabilisation-et-rapports/responsabilisation>

tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick. Ce système est un mécanisme de tarification du carbone fondé sur le rendement, dérivé du filet de sécurité fédéral, qui s'applique aux grandes installations industrielles exploitées dans la province du Nouveau-Brunswick. Les grandes installations industrielles qui émettent plus de 50 000 tonnes d'équivalent CO₂ doivent payer un prix par tonne d'équivalent dioxyde de carbone de gaz à effet de serre émise.

Les normes de rendement⁵⁰ varient selon le type de combustible et se resserrent au fil du temps. Énergie NB sera assujettie à des taxes sur le carbone pour les émissions qui dépassent les normes de rendement établies dans le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick⁵¹. On prévoit que les normes d'intensité du système de tarification fondé sur le rendement se poursuivront pendant la période d'analyse du plan intégré des ressources.

Les centrales de Belledune, de Coleson Cove et de Bayside d'Énergie NB sont assujetties au système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick. Énergie NB possède et exploite également les centrales à combustibles fossiles de Millbank, de Sainte-Rose et de Grand Manan, qui se situent sous le seuil d'émissions et ne participent pas au programme du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick.

Comme le montre la figure C.1, la tarification du carbone dans le cadre du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick est de 110 \$ la tonne pour la période de conformité de 2026. Elle est réglementée de façon à augmenter de 15 \$ la tonne chaque année jusqu'à atteindre 170 \$ la tonne en 2030^{52 53}

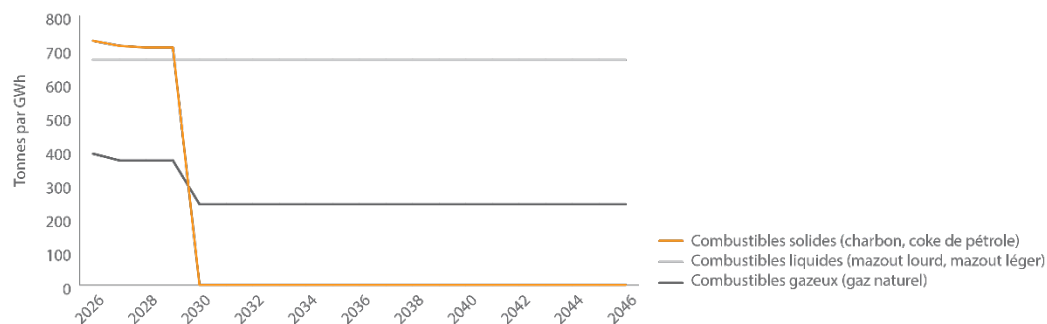
⁵⁰ Le système de tarification fondé sur le rendement repose sur une norme de rendement exprimée en émissions moyennes par unité de production électrique. Le service public ne paierait que pour les émissions dépassant cette norme d'intensité. Par exemple, si la norme de rendement était de 370 tonnes par gigawattheure et que l'intensité réelle des émissions d'une centrale était de 470 tonnes par gigawattheure, seules les 100 tonnes par gigawattheure excédentaires seraient assujetties au prix du carbone.

⁵¹ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, Règlement du Nouveau-Brunswick 2022-83 pris en vertu de la Loi sur les changements climatiques (D.C. 2022-316), Règl. du N.-B. 2022-83. Consulté à l'adresse <https://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Departments/aq-pg/PDF/RegulationsReglements/2022/2022-83.pdf>

⁵² Gouvernement du Canada, Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre, L.C. 2018, ch. 12. Consulté à l'adresse <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/q-11.55/TexteComplet.html>

⁵³ En mai 2026, le gouvernement fédéral a annoncé une modification du prix du carbone dans le cadre du régime fédéral de tarification du carbone dans le secteur industriel. Cette modification n'a pas été intégrée dans le PIR de 2026, qui continue de s'appuyer sur le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau Brunswick et sur le régime provincial actuel de tarification du carbone. Une analyse a été réalisée, qui montre qu'il n'y a pas de changement significatif concernant les plans d'expansion, les coûts ou les projections d'émissions du scénario de base. <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/action-pour-climat/tarification-pollution-carbone.html>

Figure C.1 : Normes d'intensité des émissions du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick



Pour traduire cette vision en mesures concrètes et atteindre les objectifs de carboneutralité, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a produit un Plan d'action sur les changements climatiques (2022-2027)⁵⁴ ainsi qu'une stratégie énergétique provinciale en 2023⁵⁵.

Ces plans visaient à atteindre des objectifs du Règlement fédéral sur l'électricité propre, afin de progresser vers un réseau d'énergie propre au Nouveau-Brunswick, tout en progressant vers la décarbonisation de l'économie néo-brunswickoise d'ici 2050.

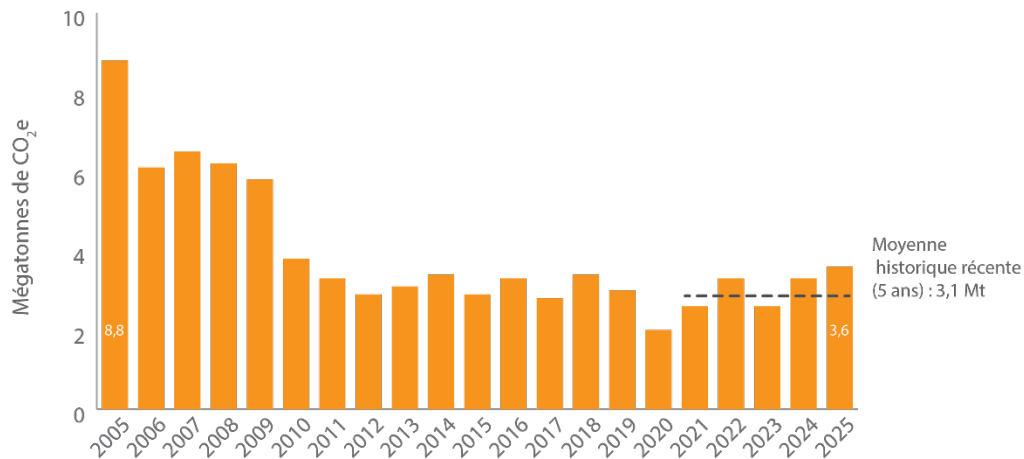
. Les objectifs d'Énergie NB sont harmonisés avec ces plans, et nous surveillons et déclarons nos émissions en conséquence.

Les mesures de lutte contre les changements climatiques continuent d'influer sur le rythme de décarbonisation d'Énergie NB et sont prises en compte dans les scénarios examinés dans le plan intégré des ressources. Comme le montre la figure C.2, Énergie NB continue de contribuer à l'atteinte des réductions de gaz à effet de serre de la province, ayant réduit ses émissions d'environ 65 % par rapport à 2005. Nous avons intégré les lois et réglementations existantes relatives aux émissions de gaz à effet de serre au plan intégré des ressources et visons notre contribution au prochain jalon provincial de réduction des gaz à effet de serre en 2030.

⁵⁴ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Notre voie vers la décarbonisation et la résilience aux changements climatiques : Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick 2022-2027, Plan d'action sur les changements climatiques*, <https://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/Promo/climate/plan-daction-sur-les-changements-climatiques.pdf>

⁵⁵ Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Alimenter notre économie et le monde avec de l'énergie propre : Notre voie à suivre jusqu'en 2035, Stratégie d'énergie propre*, <https://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/Promo/energy-energie/GNB-EnergiePropre.pdf>

Figure C.2 : Émissions historiques de gaz à effet de serre d'Énergie NB (2005-2025)^{56,57}



Lois, réglementations et politiques fédérales

En 2015, le Canada a été l'un des 195 pays à signer l'Accord de Paris et à s'engager à réduire collectivement les émissions mondiales⁵⁸. En mars 2016, les premiers ministres du Canada ont publié la Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques⁵⁹, qui comprenait une cible nationale de réduction des émissions de 30 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030. En 2021, le Canada a augmenté cette cible de réduction à 40 % à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030, comme le prévoit la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*⁶⁰. Cette loi fixe également une cible de carboneutralité pour l'ensemble de l'économie d'ici 2050.

Plus récemment, le gouvernement fédéral a publié plusieurs exigences législatives et

⁵⁶ Les émissions de 2025 sont une estimation non vérifiée.

⁵⁷ Les données sur les émissions sont fondées sur les données internes des installations appartenant à Énergie NB.

⁵⁸ Gouvernement du Canada, Accord de Paris, 6 janvier 2016. Consulté à l'adresse <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/accord-paris.html>

⁵⁹ Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes, Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques, 3 mars 2016. Consulté à l'adresse <https://scics.ca/en/product-produit/vancouver-declaration-on-clean-growth-and-climate-change/>

⁶⁰ Gouvernement du Canada, Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité, L.C. 2021, ch. 22. Consulté à l'adresse <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-19.3/TexteCompleet.html>

réglementaires, notamment le Plan de réduction des émissions du Canada⁶¹ qui décrit les cibles, les objectifs et les mesures visant l'atteinte de la carboneutralité dans tous les secteurs au Canada. Le gouvernement fédéral a adopté des lois et des règlements stipulant que :

1. la production au charbon doit être éliminée progressivement d'ici 2030⁶²
2. la production au gaz naturel doit respecter une norme fondée sur le rendement comprenant des limites prescriptives d'intensité des émissions⁶³
3. chaque province doit mettre en œuvre un système de comptabilisation du carbone harmonisé avec le système fédéral de tarification fondé sur le rendement

Énergie NB a intégré ces exigences dans l'élaboration de son plan intégré des ressources de 2026.

Règlement sur l'électricité propre

Entré en vigueur en décembre 2024, le Règlement sur l'électricité propre est un élément essentiel de la législation fédérale qui permet d'importantes réductions des gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité afin de placer le Canada sur la voie de la carboneutralité d'ici 2050.⁶⁴ À compter de 2050, l'ensemble de l'économie devra devenir véritablement carboneutre, toutes les émissions étant éliminées ou compensées au moyen d'autres mesures de réduction des émissions ou d'élimination du carbone. Il est important de souligner que, même si ce règlement limite les émissions, il ne les élimine pas de 2035 à 2049 et permet l'exploitation de moyens de production émetteurs à faible nombre d'heures de fonctionnement, comme les turbines à combustion, afin d'assurer la fiabilité du réseau électrique.

⁶¹ Gouvernement du Canada, Plan de réduction des émissions pour 2030, consulté à l'adresse <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique.html>

⁶² Gouvernement du Canada, Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon, DORS/2012-167 (pris en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)). Consulté à l'adresse <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2012-167/page-1.html>

⁶³ Gouvernement du Canada, Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel, DORS/2018-261. Consulté à l'adresse <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2018-261/TexteCompleet.html>

⁶⁴ Gouvernement du Canada, Règlement sur l'électricité propre, DORS/2024-263. Consulté à l'adresse <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2024-263/TexteCompleet.html>

Le Règlement s'applique à tous les générateurs alimentés aux combustibles fossiles qui sont assujettis aux normes de fiabilité de la NERC. Le Règlement sur l'électricité propre permet l'exploitation de générateurs à combustibles fossiles de 2035 à 2050. Par conséquent, Énergie NB peut exploiter les installations existantes, comme les centrales de Coleson Cove, de Millbank et de Sainte-Rose, jusqu'à leur fin de vie utile présumée. Dans le cas de la centrale de Bayside ainsi que de la nouvelle centrale à turbines à combustion de 500 MW proposée, le règlement entrera en vigueur vers la fin de 2050. Les exclusions du Règlement sur l'électricité propre comprennent Belledune, en raison de sa conversion prévue à la biomasse, ainsi que Grand Manan, en raison de sa taille.

Le règlement offre suffisamment de flexibilité pour utiliser les générateurs à combustibles fossiles comme ressources de capacité lorsque cela est nécessaire au maintien de la fiabilité du réseau, tout en intégrant au réseau des ressources renouvelables et des sources n'émettant pas de gaz à effet de serre. Le Règlement sur l'électricité propre permet une production limitée à partir de combustibles fossiles, pourvu que les générateurs respectent une norme d'intensité fondée sur le rendement. Cela signifie que les unités réglementées seront limitées, sur une base annuelle, à 569,4 tonnes d'éq. CO₂ par mégawatt installé de 2035 à 2049⁶⁵. La flexibilité prévue par le règlement comprend également la mise en réserve et la mise en commun des émissions annuelles à l'échelle du parc de production. Des dispositions relatives à l'exploitation en situation d'urgence pour maintenir la fiabilité du réseau sont permises. Le règlement appuie également la technologie de captage du carbone et exclut les petites unités et les unités éloignées.

Il est essentiel qu'Énergie NB soit autorisée à conserver et à exploiter une certaine production à partir de combustibles fossiles pendant la période de transition, alors qu'elle équilibre l'intégration des ressources renouvelables, le maintien de la fiabilité du réseau et la nécessité de garder les tarifs bas pour les clients.

⁶⁵ Le Règlement sur l'électricité propre précise que les émissions du secteur de l'électricité doivent respecter une limite d'intensité de 65 tonnes d'équivalent CO₂ par gigawattheure d'électricité qui pourrait théoriquement être produite. Cette limite équivaut à 65 t/GWh × 8 760 h, soit 569,4 t/MW. Par exemple, pour une centrale comme Coleson Cove, dont la capacité installée est de 972 MW, la limite annuelle d'émissions serait de 972 × 569,4, soit 533 457 tonnes.

Annexe D – Hypothèses économiques

Afin d'élaborer un plan intégré des ressources qui maintient des tarifs rentables et stables, Énergie NB a réalisé diverses analyses économiques pour déterminer l'incidence financière des ressources possibles du côté de l'offre, comme une grande installation de production, et des options du côté de la demande, comme les mesures prises par les clients. Pour réaliser les analyses du plan intégré des ressources, Énergie NB a utilisé les paramètres financiers suivants:

- indice des prix à la consommation
- taux de change
- coût moyen pondéré du capital

Indice des prix à la consommation

Le plan intégré des ressources a été élaboré à l'aide de l'indice des prix à la consommation afin d'ajuster les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que les dépenses en capital régulières des années futures. Depuis la publication du plan intégré des ressources de 2023, l'indice des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick, tous articles confondus, a augmenté de 7,63 %, soit 2,48 % par année. L'inflation a ralenti au cours des dernières années. Toutefois, le risque lié aux prix demeure en raison des conditions actuelles du marché, notamment les pressions sur la chaîne d'approvisionnement et l'incertitude tarifaire. Énergie NB prévoit actuellement que l'indice des prix à la consommation sera de 2,00 % à long terme, ce qui correspond à la cible nationale de la Banque du Canada⁶⁶.

Taux de change

Le plan intégré des ressources utilise la prévision du taux de change sur dix ans publiée par le Conference Board du Canada pour les exercices 2026-2027 à 2035-2036. Cette prévision sur dix ans se situe entre 1,34 et 1,36 dollar américain pour un dollar canadien pour les exercices 2026-2027 à 2035-2036.

Pour l'exercice 2035-2036 et les années suivantes, le plan intégré des ressources utilise un taux de change à long terme de 1,36 dollar américain pour un dollar canadien. Il s'agit d'une moyenne historique sur six ans publiée par le Conference Board du Canada.

⁶⁶ Données et prévisions trimestrielles des taux du Conference Board du Canada publiées en juin 2025.

Coût du capital

À titre de service public fondé sur le coût de service, Énergie NB établit les tarifs d'électricité afin de recouvrer ses coûts prudents, y compris un rendement du capital suffisant pour couvrir les coûts de la dette et offrir un rendement raisonnable des capitaux propres. La *Loi sur l'électricité* ne prescrit pas de méthode particulière pour déterminer le bénéfice net, soit le rendement des capitaux propres, dans les besoins en revenus d'Énergie NB. Toutefois, Énergie NB a le mandat de réaliser des progrès significatifs vers la réduction de la pondération de la dette dans sa structure du capital, et l'obtention d'un rendement des capitaux propres conforme à ses objectifs de réduction de la dette est nécessaire pour atteindre cet objectif.

Partout au Canada, de nombreux services publics d'électricité réglementés déterminent leurs besoins en revenus au moyen d'un cadre de rendement de la base tarifaire, en appliquant une structure du capital réputée et un rendement des capitaux propres autorisé. Cette approche est conforme à la façon dont les besoins en revenus sont déterminés dans le cadre du tarif d'accès au réseau de transport, où un rendement des capitaux propres approuvé de 10 % est appliqué.

Méthode du rendement de la base tarifaire

Le secteur des services publics d'électricité est très capitalistique et dépend d'emprunts importants pour financer des investissements dans des infrastructures à longue durée de vie. Afin d'offrir une possibilité juste et raisonnable de réaliser un rendement, les organismes de réglementation approuvent couramment une structure du capital réputée assortie d'un rendement des capitaux propres aux fins de l'établissement de la composante du coût du capital des besoins en revenus. Au Canada, de nombreux services publics sont autorisés à obtenir un rendement réputé des capitaux propres d'environ 9 %, généralement fondé sur une structure du capital composée d'environ 60 % de dette et 40 % de capitaux propres.

Lorsque la pondération réelle de la dette d'un service public dépasse 60 %, l'utilisation d'une structure du capital réputée permet au service public de progresser vers un bilan plus sain au fil du temps, tout en obtenant un rendement qui reflète les risques associés à la propriété, à l'exploitation et à l'entretien d'actifs de grande envergure. Cette approche favorise également des tarifs plus prévisibles, puisque le rendement autorisé est fondé sur la structure du capital réputée plutôt que sur la structure réelle du capital du service public au cours d'une période donnée.

Dans le plan intégré des ressources de 2026, un rendement des capitaux propres de 9 % est appliqué à une pondération réputée des capitaux propres de 40 %. Les 60 % restants du capital sont présumés produire le coût moyen pondéré de la dette, y compris des frais de gestion de la dette de 0,65 %. Les nouvelles émissions de dette à long terme sont présumées porter intérêt à des taux de 4,65 % à 5,25 %, frais de gestion inclus. Sur cette base, le coût moyen pondéré du capital qui en résulte pour les investissements supplémentaires est de 6,75 %.

Annexe E – Prévvision des prix du combustible et du marché de l'électricité

Énergie NB exploite un réseau électrique diversifié qui repose sur diverses sources de combustible, notamment le charbon, le mazout lourd, le mazout léger, le gaz naturel et l'uranium. Le charbon n'est pas inclus dans la prévision, puisque ce combustible sera éliminé progressivement d'ici 2030. L'uranium n'est pas non plus inclus, puisqu'il ne dispose pas d'un marché des produits de base.

Énergie NB est exposée à la volatilité des prix des combustibles de base au moyen des conventions d'achat d'électricité et des achats d'électricité sur le marché de gros. Énergie NB répartit économiquement sa production afin de réduire les risques de prix associés aux différents produits de base. Énergie NB déploie également une stratégie complète de couverture conçue pour atténuer les risques découlant des fluctuations à court terme des prix des combustibles et du marché de l'électricité, et pour faciliter une planification plus efficace des répercussions possibles sur les prix de l'électricité.

Pour la prévision des prix du combustible du plan intégré des ressources, Énergie NB a utilisé une combinaison de prix à terme tirés du budget 2026-2027 d'Énergie NB et de prévisions à long terme élaborées par son consultant en prévision des prix du combustible, qui ont été mises à jour en juin 2025.

Les figures 1 et 2 présentent certaines données tirées de la prévision des prix du combustible qui en résulte. Le coût du transport ou les autres coûts et frais liés au combustible qui s'appliqueraient à Énergie NB, comme les taxes sur le carbone, sont inclus dans les hypothèses de modélisation.

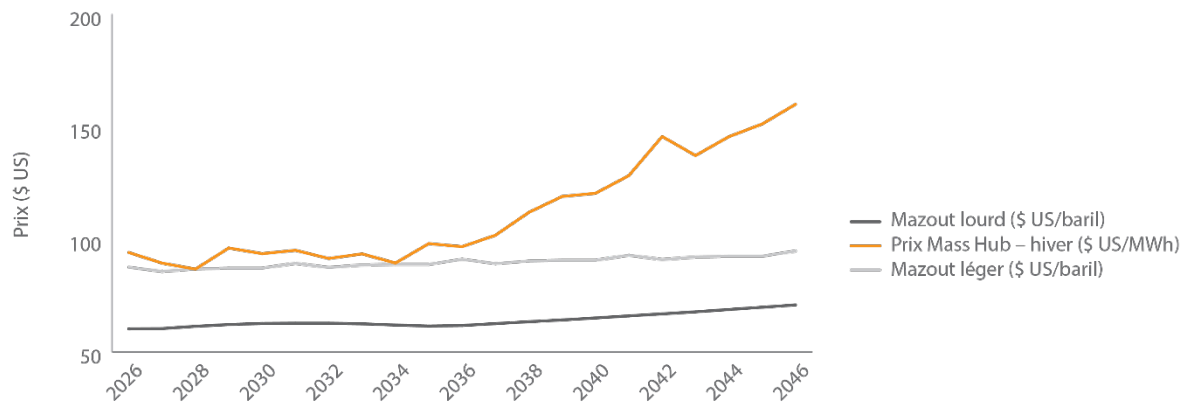
Prévisions des prix de l'électricité et du pétrole

Énergie NB utilise l'indice de prix Massachusetts Hub (Mass Hub) pour les prix de l'électricité. Le Mass Hub est fortement corrélé aux prix du gaz naturel et constitue un indicateur clé pour toute importation ou exportation d'électricité représentant des achats ou des ventes sur le marché de gros.

Le mazout lourd est le principal combustible utilisé par la centrale de Coleson Cove.

Le mazout léger est présumé être le combustible de secours des turbines à combustion bicom bustibles.

Figure E.1: Prévisions des prix de l'électricité⁶⁷, du mazout léger et du mazout lourd⁶⁸



Prévisions des prix du gaz naturel

Le gaz naturel est utilisé par la centrale de Bayside et sera utilisé par la nouvelle centrale proposée de turbines à combustion de 500 MW. Les hypothèses de prix du gaz naturel utilisées dans le plan intégré des ressources dépendent des caractéristiques d'exploitation de l'option d'approvisionnement en production.

Énergie NB a obtenu une source d'approvisionnement à long terme ainsi que les réservations de gazoduc nécessaires pour acheminer au Nouveau-Brunswick du gaz naturel à prix concurrentiel à partir du carrefour AECO, dans l'Ouest canadien.

Pendant les périodes les plus froides, les achats supplémentaires de gaz naturel peuvent s'avérer difficiles en raison de contraintes de gazoduc ou de prix de marché extrêmes. Pour des raisons de sécurité énergétique, les unités au gaz naturel sont présumées nécessiter soit un trajet ferme de transport du gaz, soit une capacité bicom bustible. La capacité de produire à partir de combustibles gazeux et liquides permettra également de maintenir des options ouvertes à l'avenir pour l'intégration de combustibles renouvelables comme le biodiesel, le gaz naturel renouvelable et l'hydrogène.

⁶⁷ Le Massachusetts Hub, ou Mass Hub, est un indice de prix de l'électricité utilisé dans le réseau ISO-NE.

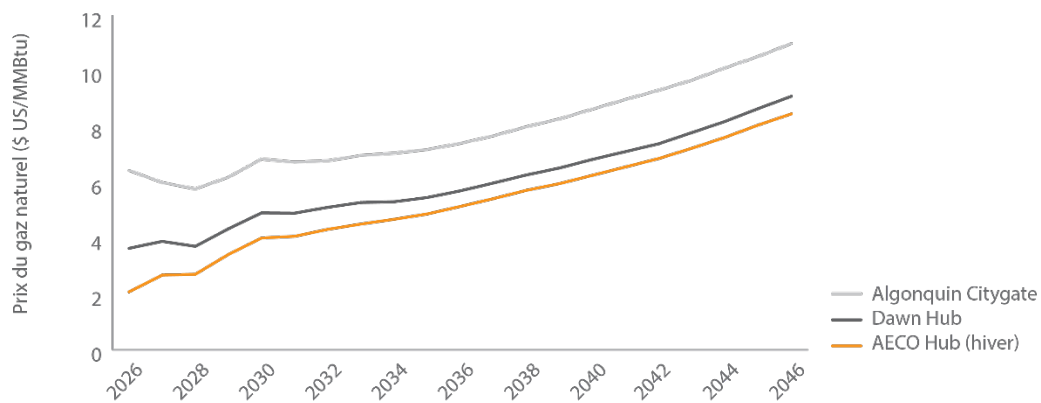
⁶⁸ Les prévisions des prix du mazout léger et du mazout lourd ont été fournies par un consultant externe.

Les centrales à cycle combiné sont relativement efficaces et fonctionnent à des facteurs de capacité plus élevés que d'autres moyens de production moins efficaces; elles ont souvent besoin d'un approvisionnement en combustible stable et à plus long terme. Par conséquent, le plan intégré des ressources tient compte d'une exigence d'engagements fermes sur les volumes de combustible et le transport, et suppose que cela sera facilité par l'indice du gaz naturel Dawn Hub.

Les unités de pointe fonctionnent moins souvent et à des périodes irrégulières; Énergie NB s'appuie donc sur des achats de gaz sur le marché au comptant en utilisant Algonquin Citygate Hub comme prix du gaz naturel plus approprié aux fins du plan intégré des ressources.

Les unités de pointe, comme la nouvelle centrale de turbines à combustion de 500 MW, devront également pouvoir fonctionner au mazout léger en cas de problèmes d'approvisionnement en gaz.

Figure E.2: Prévisions des prix du gaz naturel pour Algonquin Citygate ⁶⁹, Dawn Hub⁷⁰ et AECO⁷¹



⁶⁹ Algonquin Citygate est un carrefour d'échange de gaz naturel situé au Massachusetts.

⁷⁰ Dawn Hub est un carrefour d'échange de gaz naturel situé dans le sud-ouest de l'Ontario.

⁷¹ AECO Hub est un carrefour d'échange de gaz naturel situé dans le sud de l'Alberta.

Tableau E.1: Prévision des prix du combustible et de l lectricit  sur 20 ans

Année	Mass Hub (\$ US/MWh)	HFO (\$ US/baril)	Gaz AGT (\$ US/MMBtu)	Gaz AECO (\$ US/MMBtu)	Dawn Hub (\$ US/MMBtu)	Mazout léger (\$ US/baril)
2026	94,15	60,20	6,43	2,08	3,64	87,58
2027	89,41	60,33	6,00	2,68	3,89	85,76
2028	86,77	61,36	5,77	2,71	3,71	86,82
2029	96,13	62,14	6,19	3,42	4,34	87,18
2030	93,63	62,59	6,84	4,01	4,91	87,18
2031	95,10	62,76	6,73	4,07	4,90	89,33
2032	91,49	62,73	6,78	4,32	5,11	87,48
2033	93,53	62,43	6,97	4,51	5,28	88,56
2034	89,47	61,93	7,05	4,68	5,31	88,92
2035	98,08	61,48	7,18	4,87	5,46	88,92
2036	96,75	61,73	7,40	5,14	5,70	91,11
2037	101,80	62,54	7,67	5,42	5,98	89,23
2038	111,97	63,37	8,00	5,72	6,27	90,33
2039	119,04	64,18	8,28	5,96	6,52	90,70
2040	120,44	65,07	8,63	6,26	6,83	90,70
2041	128,30	65,96	8,98	6,56	7,11	92,94
2042	145,68	66,87	9,31	6,86	7,39	91,01
2043	137,22	67,80	9,67	7,23	7,79	92,14
2044	145,59	68,80	10,11	7,62	8,19	92,52
2045	151,22	69,81	10,52	8,06	8,65	92,52
2046	159,98	70,86	10,98	8,46	9,09	94,79

Annexe F – Prévisions de la charge

Énergie NB produit chaque année une prévision de la charge qui projette les besoins futurs en électricité du Nouveau-Brunswick aux fins de l'établissement du budget et de la planification de l'avenir. Le plan intégré des ressources de 2026 utilise comme prévision de charge de base la prévision de la charge 2026-2036 d'Énergie NB, achevée en 2025. Les scénarios de croissance de la charge sont composés de la prévision de charge de base, à laquelle s'ajoutent des prévisions renforcées pour les économies d'efficacité énergétique, la production derrière le compteur, l'adoption des véhicules électriques et la croissance de la charge industrielle.

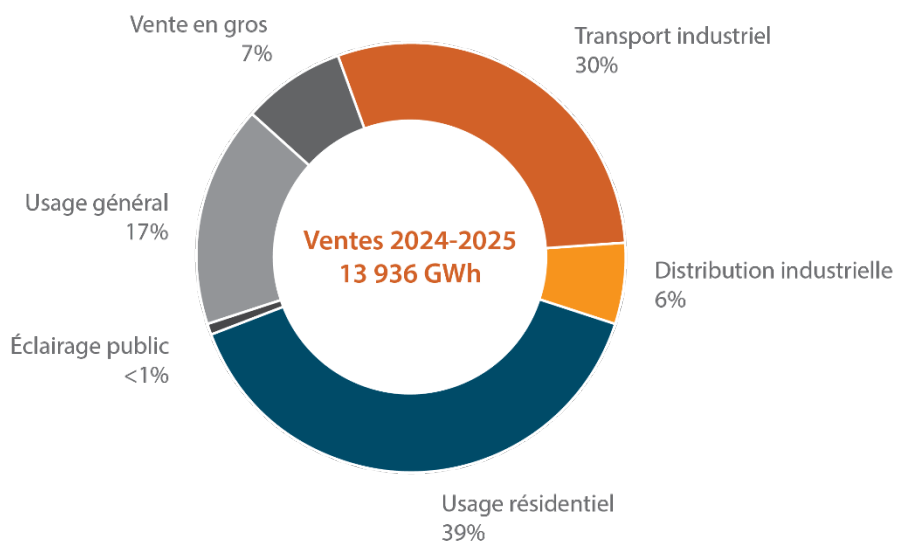
Prévisions de la charge des clients

La prévision de la charge regroupe les clients en six catégories, selon leurs habitudes de consommation d'électricité et les types d'usages finaux, les clients de chaque groupe étant touchés par des facteurs semblables comme la météo et l'activité économique. Les six catégories de clients sont les suivantes :

1. résidentiel
2. distribution industrielle
3. service général
4. vente en gros, qui comprend les ventes aux catégories de clients indiquées ci-dessus par les services publics municipaux de Saint John et d'Edmundston
5. transport industriel
6. éclairage public

La figure F.1 montre les proportions relatives des ventes réelles d'énergie de 13 936 GWh d'Énergie NB au cours de l'exercice 2024-2025 pour chacune des six catégories de clients.

Figure F.1: Ventes d'énergie par catégorie de clients en 2024-2025



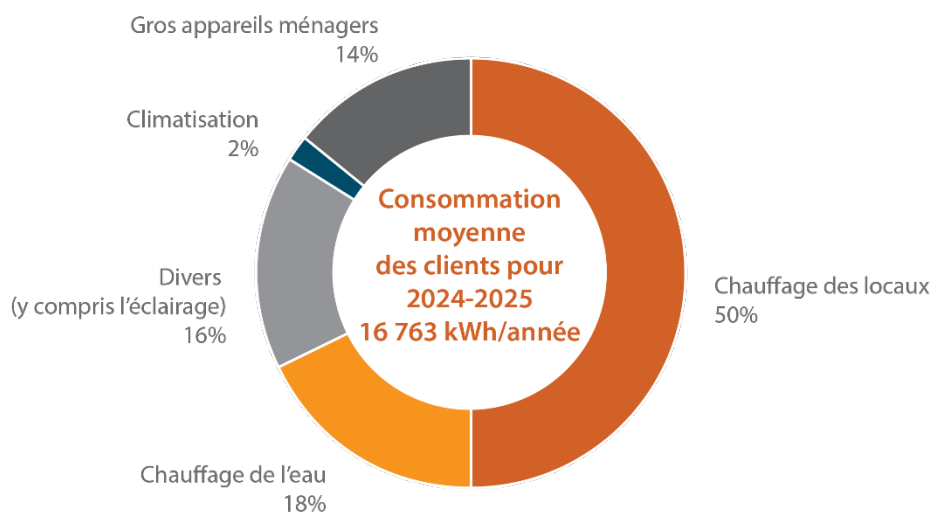
Résidentiel

Habituellement, les ménages du Nouveau-Brunswick représentent plus de 95 % du groupe résidentiel.

Au cours de l'exercice 2024-2025, les clients résidentiels représentaient 43 % du total des ventes d'énergie électrique dans la province, dont 40 % des ventes dans la province réalisées directement auprès des clients résidentiels et 3 % des ventes d'électricité dans la province réalisées auprès des clients résidentiels par l'intermédiaire des services publics de gros.

La consommation d'électricité résidentielle est prévue au moyen d'un modèle par usage final qui prévoit la consommation de chaque type d'appareil et les regroupe pour la catégorie de clients. La consommation moyenne d'énergie d'un ménage comprend le chauffage des locaux à l'électricité, le chauffage de l'eau et d'autres usages, comme les appareils électroménagers, l'éclairage et la climatisation. En 2024-2025, un ménage moyen a consommé environ 16 763 kWh par année.

Figure F.2: Répartition approximative des usages finaux moyens des clients résidentiels en 2024-2025



À la fin de 2024-2025, environ 383 000 clients résidentiels à l'année au Nouveau-Brunswick étaient desservis directement ou indirectement par Énergie NB. De ce nombre, 341 000 étaient des clients directs d'Énergie NB et 42 000 étaient des clients des services publics municipaux de Saint John et d'Edmundston.

Prévision de la croissance résidentielle

La croissance dans la prévision résidentielle est attribuable à l'ajout de nouveaux clients. La croissance du nombre de clients est stimulée par la croissance démographique et par la tendance sociale vers des ménages de plus petite taille, ce qui fait en sorte qu'une même population est répartie dans un plus grand nombre de logements.

L'augmentation de la consommation moyenne des clients est compensée par les programmes de gestion de la demande offerts par Énergie NB et par les choix d'efficacité énergétique que les clients font naturellement.

Le chauffage de l'eau et des locaux résidentiels au Nouveau-Brunswick est largement électrifié. Plus de 90 % des logements de la province utilisent déjà des chauffe-eau électriques. Environ 80 % des logements du Nouveau-Brunswick utilisent déjà l'électricité comme principale source de chauffage, et beaucoup d'autres s'en servent comme appoint à d'autres sources de chauffage.

À mesure que les besoins de chauffage des locaux au Nouveau-Brunswick continuent de s'électrifier, la croissance des besoins en électricité découlant du passage du mazout, du gaz naturel ou du bois au chauffage électrique est compensée par l'efficacité énergétique et par le remplacement du chauffage électrique par plinthes par des thermopompes électriques dans l'ensemble de la province.

Les thermopompes sont plus efficaces que les plinthes électriques, les fournaies électriques ou les systèmes de chauffage semblables, réduisant la consommation d'environ la moitié. Pour chaque conversion au Nouveau-Brunswick d'un système de chauffage non électrique à une thermopompe, il y a une conversion du chauffage par plinthes à une thermopompe. Par conséquent, il y a peu ou pas de changement net dans la consommation globale d'électricité pour le chauffage résidentiel des locaux, tandis que les clients continuent d'électrifier leurs systèmes de chauffage. Le grand nombre de conversions aux thermopompes entraîne une hausse de la demande estivale pour répondre aux besoins de climatisation.

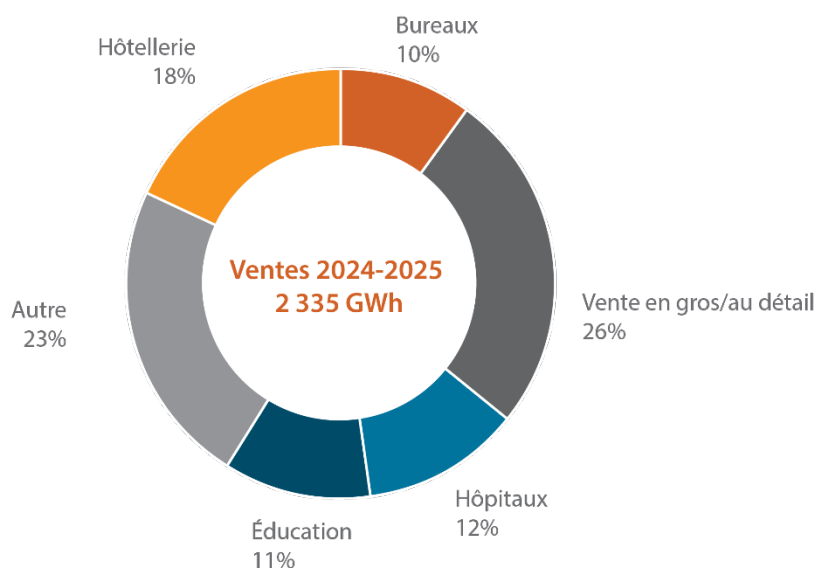
Service général

La catégorie du service général comprend les clients commerciaux, comme les commerces de détail, les entreprises du secteur de l'hébergement et de la restauration ainsi que les bureaux d'affaires, de même que les clients institutionnels, comme les hôpitaux, les écoles et les universités.

En mars 2025, Énergie NB desservait directement environ 28 500 clients du service général, tandis que les services publics de gros desservaient environ 5 200 autres clients du service général, pour un total de 33 700 clients du service général au Nouveau-Brunswick.

Au cours de l'exercice 2024-2025, les besoins énergétiques du service général représentaient 20 % du total des ventes d'énergie dans la province, soit 17 % directement par Énergie NB et 3 % par les services publics de gros. La figure F.3 montre la proportion des ventes totales de 2 335 GWh d'Énergie NB au service général par secteur en 2024-2025.

Figure F.3: Ventes au service général



Environ 30 % des ventes du service général sont destinées au secteur institutionnel. Les autres ventes du service général au Nouveau-Brunswick reflètent le niveau d'activité commerciale et sont étroitement liées à l'emploi et au produit intérieur brut provincial.

Prévision du service général

La météo influe sur la quantité d'électricité nécessaire au chauffage ou à la climatisation, et la prévision du service général utilise un modèle économétrique pour relier les variations du niveau des ventes aux variations du niveau d'emploi, du produit intérieur brut provincial et du nombre de degrés-jours de chauffage.

Industriel

Les clients industriels du Nouveau-Brunswick représentent environ 36 % de la consommation totale d'énergie dans la province.

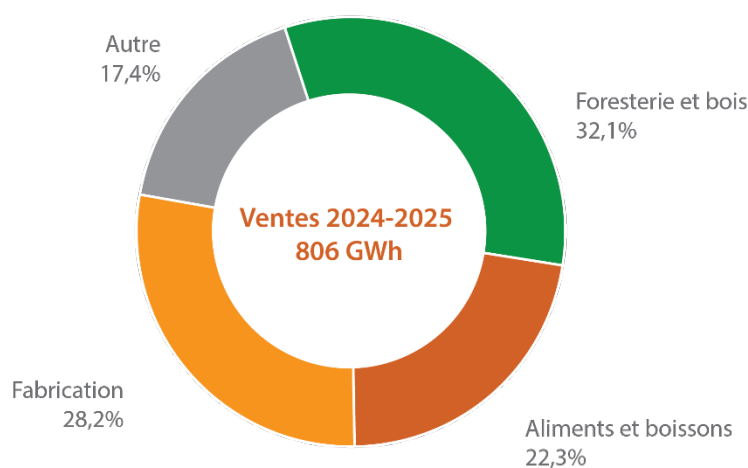
Les clients industriels sont répartis en deux groupes :

- les clients industriels desservis au niveau de la distribution, soit à des tensions de transport inférieures à 69 kV;
- les clients industriels desservis au niveau du transport, soit à des tensions de transport de 69 kV et plus.

Distribution industrielle

Énergie NB dessert environ 1 800 clients industriels aux tensions de distribution (moins de 69 kV), tandis que les services publics de gros en desservent environ 70 autres, pour un total de 1 870. Ensemble, ils représentent environ 6 % des besoins totaux en énergie électrique de la province. La figure F.4 montre les proportions des ventes totales de distribution industrielle d'Énergie NB, soit 806 GWh, par secteur en 2024-2025.

Figure F.4: Ventes de distribution industrielle d'Énergie NB



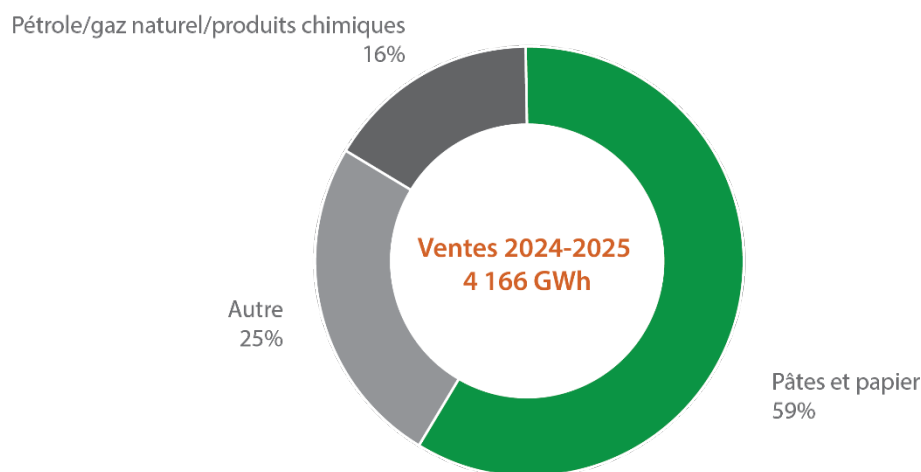
Prévision de la distribution industrielle

La prévision de la distribution industrielle utilise un modèle économétrique pour relier les variations du niveau des ventes aux variations du produit intérieur brut provincial. Les hausses de la croissance prévue du produit intérieur brut entraîneront des hausses correspondantes de la croissance de la charge industrielle.

Transport industriel

Il y a 46 clients industriels desservis aux tensions de transport (69 kV et plus). Ces clients représentent la majeure partie des ventes industrielles. La figure F.5 montre les proportions, pour 2024-2025, des ventes totales de transport industriel de 4 166 GWh à chacun des principaux groupes industriels.

Figure F.5: Ventes de transport industriel



Prévision du transport industriel

La prévision pour ces clients est établie selon une méthode ascendante, où les besoins de chaque client sont prévus individuellement. Des ajustements, comme la croissance liée à l'électrification ou les réductions attribuables à l'efficacité énergétique, sont ensuite ajoutés au total cumulatif.

Demande de pointe

La demande de pointe correspond au besoin énergétique maximal du réseau pendant une période d'une heure; elle constitue un facteur essentiel à considérer dans la planification de l'exploitation du réseau et des nouvelles sources d'approvisionnement.

Comme Énergie NB est un service public dont la pointe survient en hiver, les pointes les plus élevées se produisent généralement en janvier et en février, soit les mois les plus froids dans la province. C'est pendant ces mois les plus froids que les gens du Nouveau-Brunswick comptent beaucoup sur leurs systèmes de chauffage pour maintenir le confort de leur maison et de leur entreprise.

Comme le chauffage électrique des locaux est actuellement la source de chauffage la plus courante dans les maisons et les entreprises de la province, la charge de chauffage est un facteur important de la demande de pointe d'Énergie NB, et on s'attend à ce que cela demeure le cas. La croissance des thermopompes à haut rendement réduira la consommation globale d'énergie, mais aura moins d'effet sur la demande de pointe, puisque, aux températures les plus froides, l'efficacité des thermopompes diminue, et certaines maisons et entreprises auront besoin d'une source de chauffage d'appoint.

Pertes du réseau

L'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'aux clients se fait en trois étapes :

- le transport à haute tension;
- la transformation vers des tensions plus basses;
- la distribution aux clients aux tensions de service habituelles

Des pertes surviennent à chacune de ces étapes. De nombreux facteurs influencent les pertes, notamment la distance physique entre la source de production et les clients, les caractéristiques techniques des réseaux de transport et de distribution ainsi que le niveau de charge.

Les pertes d'énergie prévues sur le réseau de transport sont fondées sur le facteur de pertes de 3,3 % du tarif d'accès au réseau de transport⁷². On part du principe que ce montant restera constant pendant la période de prévision. Les facteurs de perte ou les pourcentages sont multipliés par la quantité d'énergie acheminée par le réseau afin de répondre à l'ensemble des besoins énergétiques d'Énergie NB.

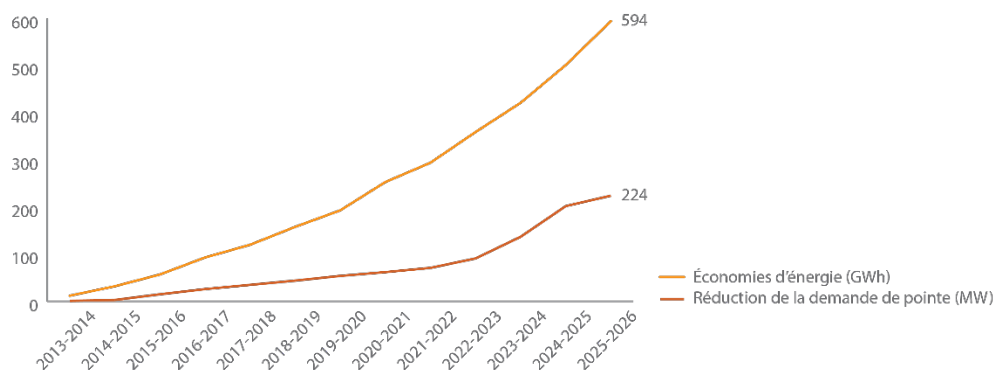
Les pertes de distribution sont prévues selon une analyse de l'énergie fournie par le réseau de distribution comparativement aux ventes de distribution facturées. Les pertes d'énergie sur le réseau de distribution sont estimées à 3,7 % des ventes totales de distribution pendant la période de prévision. De plus, un facteur de pertes des transformateurs de poste de 0,6 % est appliqué à tous les besoins énergétiques de distribution, pour une perte de distribution prévue totale de 4,3 %.

Gestion de la demande

Grâce aux investissements dans les programmes d'efficacité énergétique, Énergie NB a réalisé plus de 594 GWh d'économies d'énergie et 224 MW d'économies de demande de pointe entre 2012-2013 et 2025-2026.

⁷² Le tarif d'accès au réseau de transport d'Énergie NB prévoit un facteur de pertes de puissance réelle applicable à tous les services de transport au Nouveau-Brunswick. Ce facteur est assujéti à l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

Figure F.6: Économies historiques liées à la gestion de la demande



Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a réglementé des cibles d'efficacité énergétique qui augmenteront jusqu'à une réduction de 0,75 % des ventes annuelles d'ici 2028-2029 et chaque année par la suite. Les programmes de gestion de la demande aideront les clients à gérer leurs coûts d'énergie et à réduire les besoins énergétiques globaux d'environ 13 % sur la période se terminant en 2046-2047. Les économies d'énergie projetées pour la période de prévision sont présentées à la figure F.6.

Prévision de charge de base

La charge totale des clients dans la prévision de charge de base est déterminée en combinant la consommation totale d'électricité des six catégories de clients et les pertes de transport et de distribution liées à l'acheminement de cette électricité.

Au-delà de 2035-2036, la prévision est augmentée par catégorie au moyen de modèles de régression de séries chronologiques afin de projeter la croissance future de la charge. Les prévisions de chaque secteur de clientèle sont ensuite combinées pour établir la prévision totale de la charge dans la province. La prévision comprend des estimations des mesures de conservation que les consommateurs devraient mettre en œuvre de leur propre initiative, sans programme de gestion de la demande offert par Énergie NB.

Prévision de forte croissance de la charge

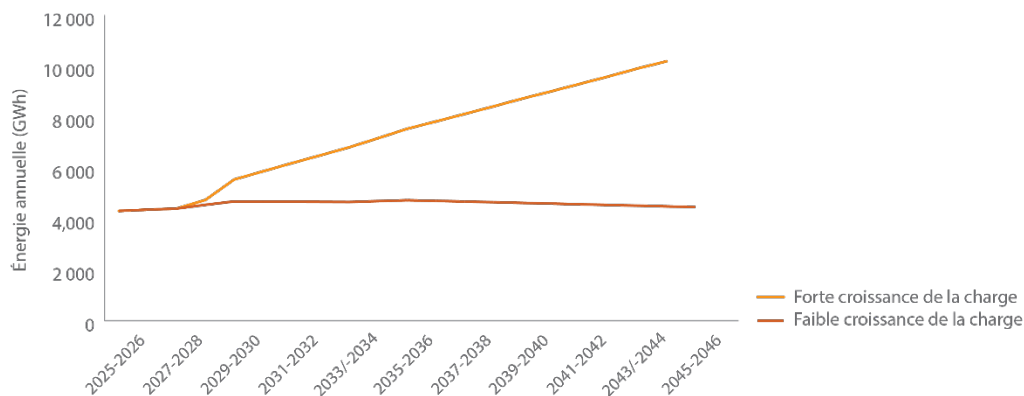
Le scénario de forte croissance de la charge correspond à la prévision de charge de base, à laquelle s'ajoutent une forte croissance de la charge industrielle et une adoption accrue des véhicules électriques.

Forte croissance de la charge industrielle

Dans la prévision de charge de base, les besoins énergétiques différentiels estimatifs liés à l'électrification des procédés industriels et d'autres charges traditionnellement alimentées par des sources d'énergie non électriques sont ajoutés à la prévision des ventes fermes au transport industriel comme croissance non attribuée, à compter de 2025-2026.

La prévision de forte croissance de la charge tient compte du potentiel d'électrification industrielle accrue et de grandes nouvelles charges, comme la fabrication, les centres de données, l'exploitation minière, la production d'hydrogène ou d'ammoniac, d'autres nouvelles industries ou des ventes fermes à l'exportation. La prévision de forte croissance de la charge ajoute 800 MW à la prévision de charge de base entre 2029-2030 et 2045-2046 afin de représenter le potentiel des industries émergentes ou des ventes fermes à l'exportation. L'ampleur de ces prévisions vise à tenir compte de l'incertitude entourant le volume potentiel de nouvelles charges industrielles à l'avenir. La figure F.7 montre la prévision de charge de base et la prévision de forte croissance de la charge pour les ventes d'énergie industrielle.

Figure F.7: Prévisions des ventes d'énergie industrielle



Adoption accrue des véhicules électriques

L'adoption croissante des véhicules électriques devrait avoir une incidence sur les prévisions d'énergie et de demande au Nouveau-Brunswick dans l'avenir.

Le tableau F.1 présente une comparaison de la pénétration des véhicules électriques dans la prévision de charge de base et dans le scénario d'adoption accrue des véhicules électriques.

Le plan intégré des ressources suppose que 80 % de la recharge des véhicules légers aura lieu à domicile et que 20 % sera représentée dans les ventes au service général. La recharge des véhicules moyens, des véhicules lourds et des autobus devrait être représentée dans les ventes au service général, à la distribution industrielle ou au transport industriel.

Tableau F.1 : Ventes d'énergie liées aux véhicules électriques (GWh)

Année	Prévision de charge de base (GWh)				Adoption accrue des véhicules électriques (GWh)			
	Véhicules légers	Véhicules moyens	Véhicules utilitaires lourds	Bus	Véhicules légers	Véhicules moyens	Véhicules utilitaires lourds	Bus
2025-2026	26	5	2	5	41	7	5	6
2035-2036	750	113	96	109	1,227	134	131	128
2045-2046	1 987	341	381	265	2 830	377	499	285

La figure F.8 montre les besoins énergétiques annuels combinés des véhicules électriques dans la prévision de charge de base, comparativement au scénario d'adoption accrue des véhicules électriques.

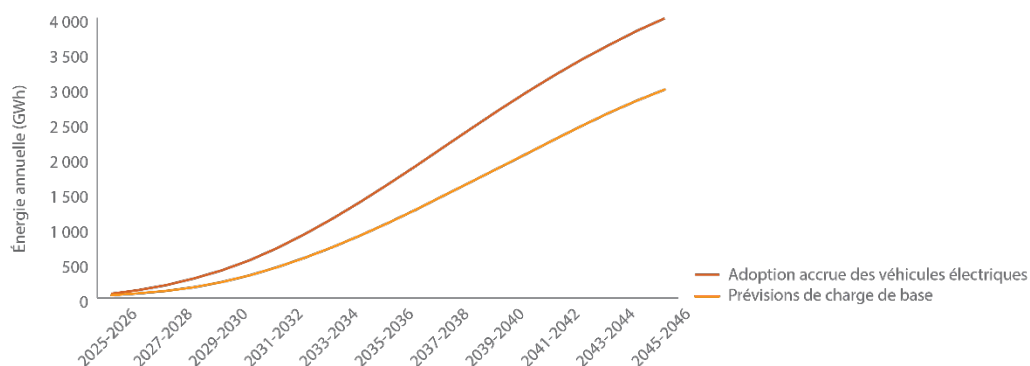
Le scénario de prévision de charge de base repose sur des mesures limitées visant à accroître l'adoption des véhicules électriques, notamment :

- maintenir les niveaux d'incitatifs existants;
- maintenir le rythme actuel de croissance de l'infrastructure de recharge;
- supprimer les exigences fédérales et provinciales relatives aux véhicules zéro émission.

La prévision renforcée repose sur un soutien plus modéré visant à permettre l'adoption des véhicules électriques, notamment :

- maintenir les incitatifs gouvernementaux pour les véhicules électriques jusqu'en 2030;
- déployer des bornes de recharge supplémentaires;
- reporter, sans l'abroger, l'exigence relative aux véhicules zéro émission à 2040.

Figure F.8: Prévisions des besoins énergétiques annuels liés aux véhicules électriques



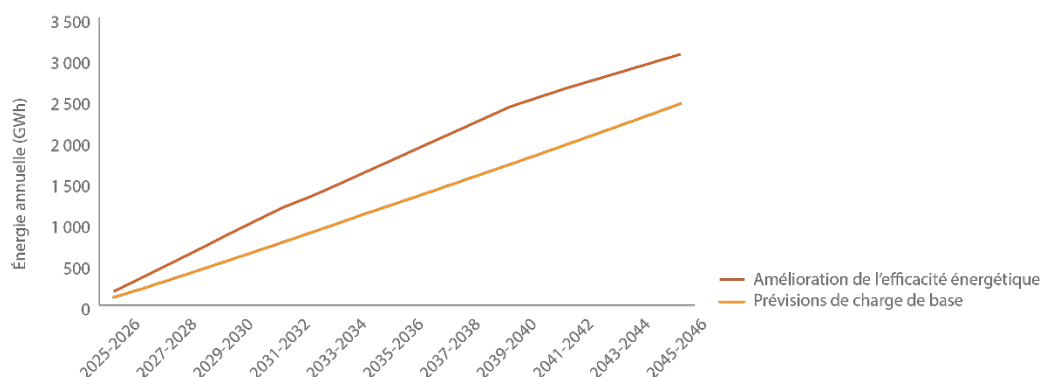
Prévision de faible croissance de la charge

Le scénario de faible croissance de la charge correspond à la prévision de charge de base, à laquelle s'ajoutent des économies accrues d'efficacité énergétique et de la production décentralisée.

Économies accrues d'efficacité énergétique

Dans la prévision de charge de base, les économies d'efficacité énergétique sont fondées sur une prévision de maintien du statu quo, selon laquelle les cibles réglementées d'efficacité énergétique sont atteintes au moyen d'activités habilitantes et d'incitatifs conformes aux programmes actuels. La prévision d'efficacité énergétique accrue repose sur un scénario où les niveaux d'incitatifs sont plus élevés et reflètent un niveau d'incitation plus élevé réalisable, en pourcentage des coûts différentiels, que celui prévu dans la conception actuelle des programmes, ce qui favoriserait une plus grande participation aux programmes et davantage d'économies. Les augmentations des niveaux d'incitatifs varient selon le programme, allant d'aucun changement — lorsque les incitatifs couvrent déjà 100 % des coûts différentiels — jusqu'au triplement des niveaux d'incitatifs actuels. La figure F.9 montre la prévision de charge de base et la prévision des économies accrues d'efficacité énergétique.

Figure F.9: Prévisions des économies d'efficacité énergétique



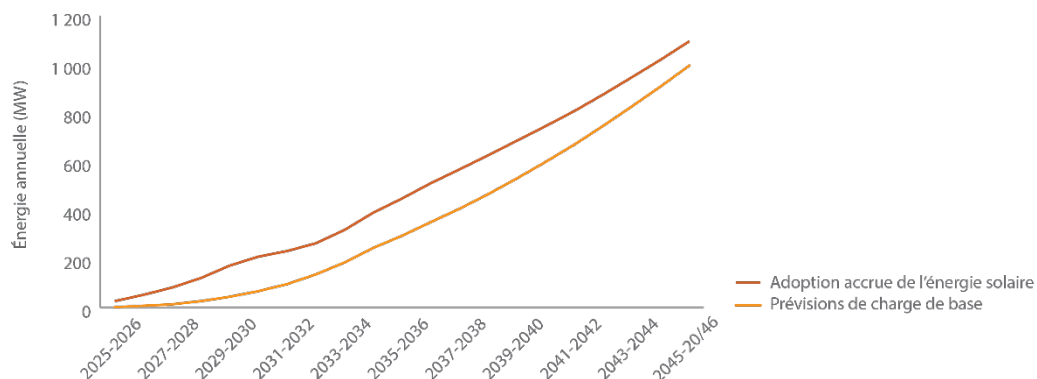
Production décentralisée accrue

La prévision de charge de base pour la production décentralisée repose sur une adoption prudente du solaire derrière le compteur, sans incitatifs gouvernementaux et avec une conception de programme révisée.

La prévision de production décentralisée accrue repose sur une adoption plus importante du solaire derrière le compteur, avec des incitatifs pour l'équipement équivalant à 9 % à 36 % des coûts différentiels jusqu'en 2029-2030, ainsi qu'un programme remanié pour les clients ayant une production derrière le compteur.

La figure F.10 montre la prévision de charge de base et la prévision d'adoption accrue du solaire.

Figure F.10: Prévisions de la capacité solaire installée cumulative



Prévisions finales de la charge

Les figures F.11 et F.12 présentent la prévision provinciale de l'énergie et la prévision provinciale de la demande de pointe, en indiquant :

- la prévision de charge de base;
- la projection de forte croissance de la charge, fondée sur une forte croissance de la charge industrielle et une adoption accrue des véhicules électriques;
- la projection de faible croissance de la charge, fondée sur des économies d'efficacité énergétique accrues et la production décentralisée.

Figure F.11: Prévision provinciale de l'énergie

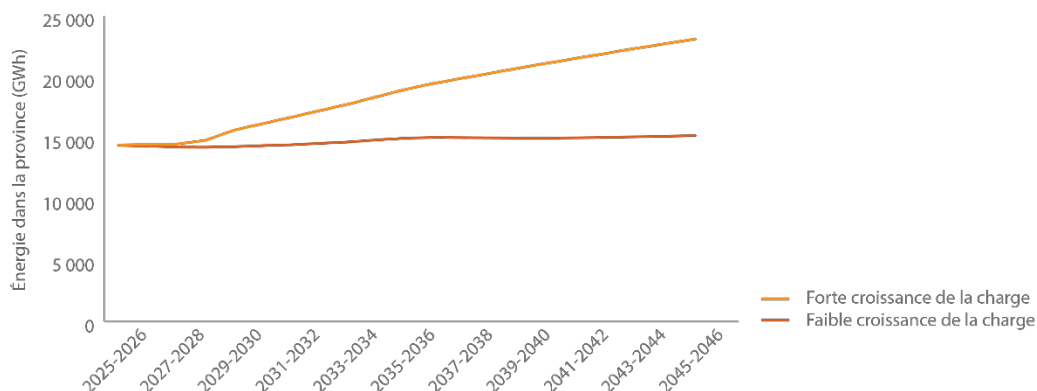
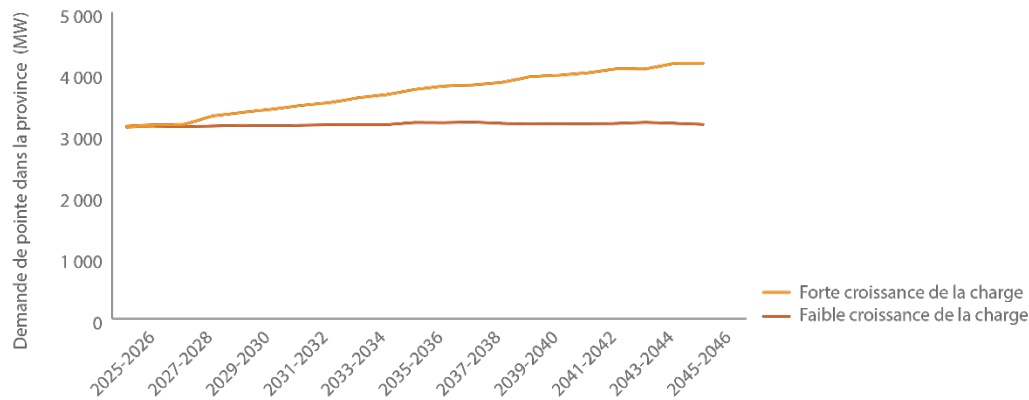


Figure F.12: Préviation provinciale de la demande de pointe⁷³



Répondre à la demande

L'analyse du plan intégré des ressources repose sur ces prévisions afin d'élaborer des plans d'approvisionnement qui répondent à la demande de charge pour chaque scénario.

Les besoins énergétiques devraient augmenter dans tous les scénarios, avec une croissance beaucoup plus importante dans la prévision de forte croissance de la charge.

- le taux de croissance moyen de l'énergie est de 2,4 % par année dans la prévision de forte croissance de la charge et de 0,3 % par année dans la prévision de faible croissance de la charge;
- le taux de croissance moyen de la demande de pointe est de 1,4 % par année dans la prévision de forte croissance de la charge et de 0,01 % par année dans la prévision de faible croissance de la charge.

Les données détaillées de prévision de la charge sont présentées à l'annexe G « Tableaux de prévision de la charge ».

⁷³ Les études détaillées du transport visant à déterminer les exigences et les coûts associés au scénario de forte croissance de la charge ne faisaient pas partie de la portée du présent plan intégré des ressources.

Annexe G – Tableaux de prévision de la charge

Énergie prévue après les économies liées à la gestion de la demande (GWh)

Économies prévues liées à la gestion de la demande (GWh)

Année	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
2026-2027	14 500	14 500	14 360	14 360
2027-2028	14 514	14 514	14 271	14 271
2028-2029	14 810	14 810	14 257	14 257
2029-2030	15 651	15 651	14 301	14 301
2030-2031	16 188	16 188	14 391	14 391
2031-2032	16 716	16 716	14 464	14 464
2032-2033	17 265	17 265	14 579	14 579
2033-2034	17 799	17 799	14 688	14 688
2034-2035	18 414	18 414	14 862	14 862
2035-2036	19 018	19 018	15 007	15 007
2036-2037	19 513	19 513	15 068	15 068
2037-2038	19 935	19 935	15 046	15 046
2038-2039	20 356	20 356	15 027	15 027
2039-2040	20 789	20 789	15 006	15 006
2040-2041	21 184	21 184	15 005	15 005
2041-2042	21 584	21 584	15 035	15 035
2042-2043	21 972	21 972	15 071	15 071
2043-2044	22 372	23 372	15 113	15 113
2044-2045	22 734	22 734	15 160	15 160
2045-2046	23 115	23 115	15 207	15 207

Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
200	200	336	336
312	312	507	507
425	425	678	678
539	539	855	855
654	654	1 026	1 026
770	770	1 194	1 194
888	888	1 330	1 330
1 007	1 007	1 482	1 482
1 128	1 128	1 639	1 639
1 243	1 243	1 794	1 794
1 360	1 360	1 951	1 951
1 478	1 478	2 106	2 106
1 597	1 597	2 262	2 262
1 716	1 716	2 418	2 418
1 837	1 837	2 532	2 532
1 958	1 958	2 645	2 645
2 081	2 081	2 747	2 747
2 204	2 204	2 850	2 850
2 328	2 328	2 953	2 953
2 454	2 454	3 055	3 055

Demande prévue après les économies liées à la gestion de la demande (MW)					Économies prévues liées à la gestion de la demande (MW)			
Année	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
2026-2027	3,163	3,163	3,140	3,140	45	45	76	76
2027-2028	3,168	3,168	3,130	3,130	70	70	114	114
2028-2029	3,307	3,307	3,142	3,142	95	95	152	152
2029-2030	3,363	3,363	3,152	3,152	120	120	191	191
2030-2031	3,412	3,412	3,146	3,146	146	146	229	229
2031-2032	3,475	3,475	3,152	3,152	171	171	265	265
2032-2033	3,519	3,519	3,162	3,162	197	197	295	295
2033-2034	3,599	3,599	3,166	3,166	223	223	328	328
2034-2035	3,653	3,653	3,162	3,162	250	250	363	363
2035-2036	3,736	3,736	3,200	3,200	274	274	395	395
2036-2037	3,795	3,795	3,197	3,197	298	298	427	427
2037-2038	3,811	3,811	3,207	3,207	322	322	459	459
2038-2039	3,850	3,850	3,185	3,185	347	347	491	491
2039-2040	3,946	3,946	3,174	3,174	371	371	523	523
2040-2041	3,968	3,968	3,179	3,179	396	396	546	546
2041-2042	4,010	4,010	3,177	3,177	421	421	569	569
2042-2043	4,074	4,074	3,184	3,184	446	446	589	589
2043-2044	4,070	4,070	3,202	3,202	472	472	610	610
2044-2045	4,164	4,164	3,186	3,186	498	498	631	631
2045-2046	4,167	4,167	3,167	3,167	523	523	652	652

Annexe H – Paramètres des coûts des projets et d'exploitation

Technologie	Capacité installée (MW)	Capacité de charge effective marginale	Facteur de capacité (%)	Coûts en service (\$/kW)	Durée de vie prévue (années)	Intensité CO2 (t/GWh)	CO2 Intensity (t/GWh)	CMAÉ - Capital (\$/MWh)	CMAÉ - FO&M (\$/MWh)	CMAÉ - VO&M (\$/MWh)	CMAÉ - Combustible (\$/MWh) (y compris le transport)	CMAÉ - Coût CO2 (\$/MWh)	CMAÉ - Module de mise à niveau du réseau de transport (\$/MWh)	CMAÉ - Total (\$/MWh)	CMAC - Total (\$/kW-mois)
Énergie solaire photovoltaïque résidentiel	0 004	0%	10%	3 091	30	0	0	260	44	0	0	0	0	304	s.o.
Prolongation à cycle simple de Bayside	150	100%	5%	408	11	9 294	493	144	208	0	204	44	0	600	8
Réponse à la demande – Tranche 1	146	40%	0%	198	20	0	0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	18
Turbine à combustion - Bicarburant	100	100%	5%	3 986	30	9 124	500	636	40	11	177	44	0	908	25
Batteries aux ions lithium à l'échelle industrielle	100	58%	13%	1 892	20	1 250	0	141	9	0	118	0	0	268	25
Turbine à combustion - Hydrogène	100	100%	5%	4 387	30	10 375	0	700	40	11	498	0	0	1 249	27
Prolongation à cycle combiné de Bayside	270	100%	80%	312	11	7 000	385	7	8	0	146	20	0	181	29
Batteries à flux redox	100	58%	23%	2 682	20	1 500	0	109	10	0	142	0	0	262	30
Stockage d'énergie par air comprimé	100	58%	24%	2 639	35	1 500	0	88	15	0	211	0	0	313	31
Gaz - Turbine à gaz à cycle combiné	500	100%	80%	3 401	30	6 348	340	34	8	4	130	20	0	196	48
Pompage-turbinage	100	100%	27%	4 964	50	1 250	0	127	18	1	178	0	0	324	57
Biocarburant	50	100%	60%	7 063	30	0	0	94	62	10	0	0	0	167	68
Gaz - Turbine à gaz à cycle combiné avec captage du carbone	500	100%	80%	6 601	30	7 191	34	66	14	8	142	0	0	229	70
Batteries aux ions lithium (4 heures) à l'échelle industrielle – Tranche 2	100	18%	13%	1 892	20	1 250	0	141	9	0	118	0	0	268	78
Réponse à la demande – Tranche 2	212	17%	0%	642	20	0	0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	104
Nucléaire de grande puissance	750	100%	93%	14 110	50	10 000	0	106	47	6	9	0	8	177	122
Énergie éolienne terrestre	30	16%	40%	2 248	30	0	0	45	14	0	0	0	9	68	126
Énergie géothermique	100	100%	80%	18 276	30	0	0	182	46	0	0	0	0	229	133
Petit nucléaire	100	100%	93%	21 474	50	10 000	0	162	37	6	9	0	8	221	159
Énergie solaire photovoltaïque commerciale	50	8%	17%	1 834	30	0	0	86	16	0	0	0	11	113	176
Énergie éolienne en mer	400	31%	48%	11 636	30	0	0	195	28	0	0	0	8	231	256

Annexe I – Tableaux d’expansion

Scénario de base A : forte croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	100	702	-	146
2032-2033	-	527	-	500	100	902	-	146
2033-2034	-	527	-	500	300	902	-	146
2034-2035	-	527	-	500	400	1 002	-	146
2035-2036	-	527	-	500	500	1 202	-	146
2036-2037	-	527	-	600	500	1 502	500	146
2037-2038	-	527	-	600	500	1 502	500	146
2038-2039	-	527	270	600	500	1 702	500	146
2039-2040	-	527	270	600	500	1 702	500	146
2040-2041	-	117	270	1 800	500	2 502	500	146
2041-2042	-	117	270	1 800	500	2 502	500	146
2042-2043	-	117	270	1 900	500	2 702	600	146
2043-2044	-	117	270	1 900	500	2 702	600	146
2044-2045	-	117	270	2 000	500	2 802	900	146
2045-2046	-	117	270	2 000	500	2 802	900	146

Scénario de base B : forte croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	600	-	702	-	146
2032-2033	-	527	-	600	-	902	-	146
2033-2034	-	527	-	700	-	902	-	146
2034-2035	-	527	-	700	-	1 002	-	146
2035-2036	-	527	-	700	200	1 102	-	146
2036-2037	-	527	-	700	300	1 302	-	146
2037-2038	-	527	-	700	300	1 302	-	146
2038-2039	-	527	150	700	300	1 302	-	146
2039-2040	750	527	150	700	300	1 302	-	146
2040-2041	750	117	150	1 200	500	1 302	200	146
2041-2042	750	117	150	1 300	500	1 302	200	146
2042-2043	750	117	150	2 000	500	2 302	500	146
2043-2044	750	117	150	2 000	500	2 302	500	146
2044-2045	1 500	117	150	2 000	500	2 302	500	146
2045-2046	1 500	117	150	2 000	500	2 302	500	146

Scénario de base C : faible croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	100	702	-	146
2032-2033	-	527	-	500	100	902	-	146
2033-2034	-	527	-	500	300	902	-	146
2034-2035	-	527	-	500	400	1 002	-	146
2035-2036	-	527	-	500	500	1 202	-	146
2036-2037	-	527	-	600	500	1 502	400	146
2037-2038	-	527	-	600	500	1 502	400	146
2038-2039	-	527	270	600	500	1 702	400	146
2039-2040	-	527	270	600	500	1 702	400	146
2040-2041	-	117	270	1 800	500	2 502	500	146
2041-2042	-	117	270	1 800	500	2 502	500	146
2042-2043	-	117	270	2 500	500	3 702	700	146
2043-2044	-	117	270	2 500	500	3 702	900	146
2044-2045	-	117	270	2 600	500	3 802	1 100	146
2045-2046	-	117	270	2 600	500	3 802	1 500	146

Scénario de base D : faible croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	100	702	-	146
2032-2033	-	527	-	500	100	902	-	146
2033-2034	-	527	-	500	300	902	-	146
2034-2035	-	527	-	500	400	1 002	-	146
2035-2036	-	527	-	600	400	1 202	-	146
2036-2037	-	527	-	600	500	1 602	-	146
2037-2038	-	527	-	600	500	1 602	-	146
2038-2039	-	527	150	600	500	1 802	-	146
2039-2040	-	527	150	600	500	1 802	-	146
2040-2041	-	117	150	1 900	500	2 402	500	146
2041-2042	-	117	150	2 000	500	2 402	500	146
2042-2043	-	117	150	2 000	500	2 602	500	146
2043-2044	-	117	150	2 000	500	2 602	500	146
2044-2045	-	117	150	2 100	500	2 802	700	146
2045-2046	-	117	150	2 100	500	2 802	700	146

Scénario avec nouveau nucléaire A : forte croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	117	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	117	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	117	-	500	-	702	-	146
2032-2033	-	117	-	500	-	802	-	146
2033-2034	-	117	-	600	100	802	-	146
2034-2035	-	117	-	700	100	1,002	-	146
2035-2036	-	117	-	700	200	1,002	-	146
2036-2037	-	117	-	700	300	1,302	-	146
2037-2038	-	117	-	700	300	1,302	-	146
2038-2039	-	117	150	700	300	1,602	-	146
2039-2040	-	117	150	700	300	1,602	-	146
2040-2041	-	117	150	1,900	500	2,402	500	146
2041-2042	-	117	150	1,900	500	2,402	500	146
2042-2043	-	117	150	2,000	500	2,702	500	146
2043-2044	-	117	150	2,000	500	2,702	500	146
2044-2045	-	117	150	2,100	500	2,802	500	146
2045-2046	-	117	150	2,100	500	2,802	500	146

Scénario avec nouveau nucléaire B : forte croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	100	702	-	146
2032-2033	-	527	-	500	100	902	-	146
2033-2034	-	527	-	500	300	902	-	146
2034-2035	-	527	-	500	400	1 002	200	146
2035-2036	-	527	-	500	500	1 002	400	146
2036-2037	-	527	-	600	500	1 502	500	146
2037-2038	-	527	-	600	500	1 502	500	146
2038-2039	-	527	150	600	500	1 702	600	146
2039-2040	-	527	150	600	500	1 702	600	146
2040-2041	-	117	150	1 900	500	2 402	1 200	146
2041-2042	-	117	150	2 000	500	2 402	1 200	146
2042-2043	-	117	150	2 000	500	2 602	1 400	146
2043-2044	-	117	150	2 000	500	2 602	1 400	146
2044-2045	-	117	150	2 100	500	2 802	1 500	146
2045-2046	-	117	150	2 100	500	2 802	1 500	146

Scénario avec nouveau nucléaire C : faible croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	600	-	702	-	146
2032-2033	-	527	-	600	-	902	-	146
2033-2034	-	527	-	700	-	902	-	146
2034-2035	-	527	-	700	-	1 002	-	146
2035-2036	-	527	-	700	200	1 102	-	146
2036-2037	-	527	-	700	300	1 302	-	146
2037-2038	-	527	-	700	300	1 302	-	146
2038-2039	-	527	150	700	300	1 302	-	146
2039-2040	750	527	150	700	300	1 302	-	146
2040-2041	750	117	150	1 200	500	1 302	200	146
2041-2042	750	117	150	1 300	500	1 302	200	146
2042-2043	750	117	150	2 000	500	2 302	500	146
2043-2044	750	117	150	2 000	500	2 302	500	146
2044-2045	1 500	117	150	2 000	500	2 302	500	146
2045-2046	1 500	117	150	2 000	500	2 302	500	146

Scénario avec nouveau nucléaire D : faible croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	600	-	702	-	146
2032-2033	-	527	-	600	-	1 002	-	146
2033-2034	-	527	-	600	200	1 002	-	146
2034-2035	-	527	-	600	300	1 102	-	146
2035-2036	-	527	-	600	400	1 402	-	146
2036-2037	-	527	-	600	500	1 802	200	146
2037-2038	-	527	-	600	500	1 802	200	146
2038-2039	-	527	150	600	500	1 902	200	146
2039-2040	-	527	150	600	500	1 902	200	146
2040-2041	-	117	150	1 900	500	2 502	500	146
2041-2042	-	117	150	1 900	500	2 502	500	146
2042-2043	-	117	150	2 600	500	3 702	1 100	146
2043-2044	-	117	150	2 600	500	3 702	1 300	146
2044-2045	-	117	150	2 700	500	3 702	1 600	146
2045-2046	-	117	150	2 700	500	3 702	1 900	146

Scénario sans nucléaire A : forte croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	100	702	-	146
2032-2033	-	527	-	500	100	902	-	146
2033-2034	-	527	-	500	300	902	-	146
2034-2035	-	527	-	500	400	1 002	-	146
2035-2036	-	527	-	600	500	1 302	-	146
2036-2037	-	527	-	600	500	1 802	100	146
2037-2038	-	527	-	600	500	1 802	100	146
2038-2039	-	527	150	600	500	1 802	100	146
2039-2040	-	527	150	600	500	1 802	100	146
2040-2041	-	117	150	1 900	500	2 402	500	146
2041-2042	-	117	150	2 000	500	2 402	500	146
2042-2043	-	117	150	2 000	500	2 602	500	146
2043-2044	-	117	150	2 000	500	2 602	500	146
2044-2045	-	117	150	2 100	500	2 702	800	146
2045-2046	-	117	150	2 100	500	2 702	800	146

Scénario sans nucléaire B : forte croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	117	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	117	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	117	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	117	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	117	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	117	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	117	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	117	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	117	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	117	150	500	-	702	-	-
2039-2040	-	117	150	500	-	702	-	-
2040-2041	-	117	150	1 000	500	1 202	300	146
2041-2042	-	117	150	1 000	500	1 202	300	146
2042-2043	-	117	150	1 000	500	1 302	300	146
2043-2044	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2044-2045	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2045-2046	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146

Scénario sans nucléaire C : faible croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	702	-	-
2039-2040	-	527	150	500	-	702	-	-
2040-2041	-	117	150	1 000	500	1 102	500	146
2041-2042	-	117	150	1 000	500	1 102	500	146
2042-2043	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2043-2044	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2044-2045	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2045-2046	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146

Scénario sans nucléaire D : faible croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	702	-	-
2039-2040	750	527	150	500	-	702	-	-
2040-2041	750	117	150	500	200	702	-	146
2041-2042	750	117	150	500	200	702	-	146
2042-2043	750	117	150	1 000	500	1 002	-	146
2043-2044	750	117	150	1 000	500	1 002	-	146
2044-2045	1 500	117	150	1 000	500	1 002	-	146
2045-2046	1 500	117	150	1 000	500	1 002	-	146

Scénario avec interconnexions accrues A : forte croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	270	500	-	702	-	-
2039-2040	-	527	270	500	-	702	-	-
2040-2041	-	117	270	1 000	500	1 102	500	146
2041-2042	-	117	270	1 000	500	1 102	500	146
2042-2043	-	117	270	1 600	500	2 102	500	146
2043-2044	-	117	270	1 600	500	2 102	600	146
2044-2045	-	117	270	1 600	500	2 102	800	146
2045-2046	-	117	270	1 600	500	2 102	1 100	146

Scénario avec interconnexions accrues B : forte croissance de la charge – carboneutralité 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	702	-	-
2039-2040	-	527	150	500	-	702	-	-
2040-2041	-	117	150	1 000	500	1 202	400	146
2041-2042	-	117	150	1 000	500	1 202	400	146
2042-2043	-	117	150	1 000	500	1 302	400	146
2043-2044	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2044-2045	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2045-2046	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146

Scénario avec interconnexions accrues C : faible croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	702	100	-
2039-2040	-	527	150	500	-	702	100	-
2040-2041	-	117	150	1 000	500	1 102	500	146
2041-2042	-	117	150	1 000	500	1 102	500	146
2042-2043	-	117	150	1 000	500	1 202	500	146
2043-2044	-	117	150	1 000	500	1 202	500	146
2044-2045	-	117	150	1 000	500	1 202	600	146
2045-2046	-	117	150	1 000	500	1 202	600	146

Scénario avec interconnexions accrues D : faible croissance de la charge – carboneutralité en 2035 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	702	-	-
2039-2040	750	527	150	500	-	702	-	-
2040-2041	750	117	150	500	200	702	-	146
2041-2042	750	117	150	500	200	702	-	146
2042-2043	750	117	150	1 000	500	1 002	-	146
2043-2044	750	117	150	1 000	500	1 002	-	146
2044-2045	1 500	117	150	1 000	500	1 002	-	146
2045-2046	1 500	117	150	1 000	500	1 002	-	146

Scénario sans contrainte carbone A : forte croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	702	100	-
2039-2040	-	527	150	500	-	702	100	-
2040-2041	-	117	150	1 000	500	1 102	500	146
2041-2042	-	117	150	1 000	500	1 102	500	146
2042-2043	-	117	150	1 600	500	2 102	1 100	146
2043-2044	-	117	150	1 700	500	2 102	1 100	146
2044-2045	-	117	150	1 700	500	2 102	1 300	146
2045-2046	-	117	150	1 700	500	2 102	1 500	146

Scénario sans contrainte carbone C : faible croissance de la charge – carboneutralité 2050 (unité de mesure de la puissance installée : MW)

Année	Énergie nucléaire	Biomasse	Prolongation de Bayside	Turbine à combustion	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Gestion de la demande
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2027-2028	-	-	-	500	-	50	-	-
2028-2029	-	117	-	500	-	472	-	-
2029-2030	-	527	-	500	-	702	-	-
2030-2031	-	527	-	500	-	702	-	-
2031-2032	-	527	-	500	-	702	-	-
2032-2033	-	527	-	500	-	702	-	-
2033-2034	-	527	-	500	-	702	-	-
2034-2035	-	527	-	500	-	702	-	-
2035-2036	-	527	-	500	-	702	-	-
2036-2037	-	527	-	500	-	702	-	-
2037-2038	-	527	-	500	-	702	-	-
2038-2039	-	527	150	500	-	802	-	-
2039-2040	-	527	150	500	-	802	-	-
2040-2041	-	117	150	1 000	500	1 202	400	146
2041-2042	-	117	150	1 000	500	1 202	400	146
2042-2043	-	117	150	1 000	500	1 302	400	146
2043-2044	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2044-2045	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146
2045-2046	-	117	150	1 000	500	1 302	500	146