



# PLAN INTÉGRÉ DES RESSOURCES 2023

Voies vers un réseau électrique  
à consommation nette zéro

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE  
DU NOUVEAU-BRUNSWICK

  
Énergie NB Power

the power of possibility  
débordant d'énergie

## Acronymes et abréviations

AECO	Alberta Energy Company
CSC	captage et stockage de dioxyde de carbone
CA	courant alternatif
CBdC	Conference Board du Canada
CPA	contrôleur de la production automatique
CCHT	courant continu à haute tension
CMPC	coût moyen pondéré du capital
E3	Energy and Environmental Economics
CO2e	équivalent en dioxyde de carbone
GES	gaz à effet de serre
GAD	gestion axée sur la demande
GWh	gigawattheure
IPC	indice des prix à la consommation
kW	kilowatt
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
MMBTU	million d'unités thermiques britanniques
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
PRM	petit réacteur modulaire
PIR	Plan intégré des ressources
PIB	produit intérieur brut
RCP	rendement des capitaux propres
RED	ressources énergétiques décentralisées
RED	ressources énergétiques distribuées
STFR	système de tarification fondé sur le rendement
TAC	turbine à combustion
TGCC	turbine à gaz à cycle combiné
VE	véhicule électrique
VML	véhicule moyen et lourd
VUL	véhicule utilitaire léger

# Table des matières

1	Sommaire .....	1
1.1	Préparer le terrain .....	1
1.2	Considérations relatives aux gaz à effet de serre .....	2
1.3	Voies pour atteindre la consommation nette zéro .....	5
1.4	Principales constatations .....	7
2	Introduction.....	10
2.1	Aperçu du plan stratégique d'Énergie NB .....	10
2.2	Processus de planification intégrée des ressources .....	11
2.3	Analyse des scénarios du PIR.....	12
3	Mobilisation .....	14
3.1	Aperçu du processus de mobilisation.....	14
3.2	Approche de mobilisation en personne.....	15
3.3	Sondage de mobilisation en ligne.....	16
4	Considérations politiques.....	17
4.1	La <i>Loi sur l'électricité</i> .....	18
4.2	Le <i>Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité</i> .....	19
4.3	Règlements sur les émissions de gaz à effet de serre .....	20
4.4	Mandat d'Énergie NB.....	25
5	Hypothèses économiques.....	25
5.1	Indice des prix à la consommation .....	25
5.2	Taux de change.....	26
5.3	Coût moyen pondéré du capital .....	26
6	Prévisions relatives aux prix du marché des combustibles et de l'électricité.....	26
7	Prévision des charges.....	29
7.1	Catégories de clients .....	29
7.2	Usage résidentiel .....	30
7.3	Usage général .....	31
7.4	Usage industriel .....	32
7.5	Distribution industrielle .....	32
7.6	Transport industriel .....	32
7.7	Pertes du réseau .....	33
7.8	Gestion de la demande .....	34
7.9	Demande de pointe.....	34
7.10	Scénarios d'électrification faible et d'électrification élevée.....	35
7.11	Prévisions des charges finales .....	37
8	Ressources existantes.....	38
8.1	Ressources de production .....	38
8.2	Mesurage net .....	43
8.3	Production intégrée .....	43

8.4	Transport et interconnexions.....	43
9	Planification de la capacité.....	44
9.1	Critères de réserve - Planification de la capacité.....	44
9.2	Ressources intermittentes.....	45
9.3	Contribution à la planification de la capacité.....	46
9.4	Équilibre entre l’approvisionnement et la demande.....	47
10	Ressources d’approvisionnement.....	48
10.1	Options d’approvisionnement.....	48
10.2	Hypothèses liées aux coûts d’immobilisations et aux coûts de fonctionnement.....	50
10.3	Ressources axées sur la demande.....	51
10.4	Petits réacteurs modulaires.....	52
10.5	Ressources énergétiques décentralisées.....	53
10.6	Résultats de l’analyse de l’approvisionnement.....	53
11	Analyse et résultats.....	57
11.1	Méthodologie.....	57
11.2	Approche fondée sur des scénarios.....	58
11.3	Résultats des scénarios de référence.....	61
12	Sensibilités.....	69
12.1	Sensibilité du retrait de la centrale de Mactaquac.....	70
12.2	Sensibilité sans PRM.....	74
12.3	Sensibilité de la boucle de l’Atlantique.....	78
13	Conclusion.....	83
	Annexe A : Principales hypothèses.....	86
	Annexe B : Tableaux de prévision des charges.....	88
	Annexe C : Paramètres de projets et de coûts d’exploitation.....	90
	Annexe D : Tableaux des plans d’expansion.....	91

# 1 Sommaire

## 1.1 Préparer le terrain

Énergie NB est en voie de transformation. Le secteur de l'énergie évolue à un rythme plus rapide que jamais. À mesure que le monde change, Énergie NB s'y adapte en transformant ses activités pour se concentrer sur l'expérience des clients, la sécurité énergétique et la transition vers une énergie propre et durable.

Pour protéger l'environnement et lutter contre le changement climatique, l'économie s'oriente vers une consommation nette zéro. Le plan intégré des ressources (PIR) de 2023 décrit notre parcours en vue d'atteindre la consommation nette zéro et met en évidence les efforts déployés par Énergie NB en matière d'énergie propre.

Les changements de cette ampleur exigent une grande discipline et une bonne planification. Si la transition vers l'énergie propre augmente la pression sur les coûts pour les clients, elle s'accompagne également de possibilités d'atténuer ces coûts. Il est donc essentiel que nous disposions d'un plan solide pour identifier ces possibilités et éviter les surprises tout en nous efforçant d'éliminer progressivement le charbon d'ici 2030 et de devenir un service public à consommation d'électricité nette zéro d'ici 2035. La décarbonisation du réseau électrique d'ici 2035 est une étape déterminante vers la décarbonisation de l'économie du Nouveau-Brunswick d'ici 2050.

Énergie NB a pour vision d'assurer une énergie propre, abordable et fiable pour les générations futures du Nouveau-Brunswick. De nombreux facteurs importants contribuent à la réalisation de cette vision, tout en veillant à ce que nous continuions à offrir la meilleure expérience à nos clients, à garantir la sécurité énergétique et à accélérer une transition durable vers l'énergie propre.

Le PIR trace un portrait robuste à long terme en ce qui a trait à l'offre et à la demande énergétiques du Nouveau-Brunswick, tout en accordant une attention continue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'Énergie NB sur la réalisation d'un réseau électrique à consommation nette zéro d'ici 2035. Il se penche également sur les 20 prochaines années en vue de permettre à Énergie NB de prendre les meilleures décisions énergétiques à court et à long terme pour ses clients. Il permet d'équilibrer les options en matière d'offre (centrales) et de demande (programmes destinés aux clients) tout en respectant les règlements fédéraux et provinciaux, et en tenant compte du mandat de la Société et de la *Loi sur l'électricité* de la province. Tous ces efforts s'inscrivent dans le cadre du leadership et des responsabilités d'Énergie NB en matière d'environnement dans un paysage énergétique en constante évolution.

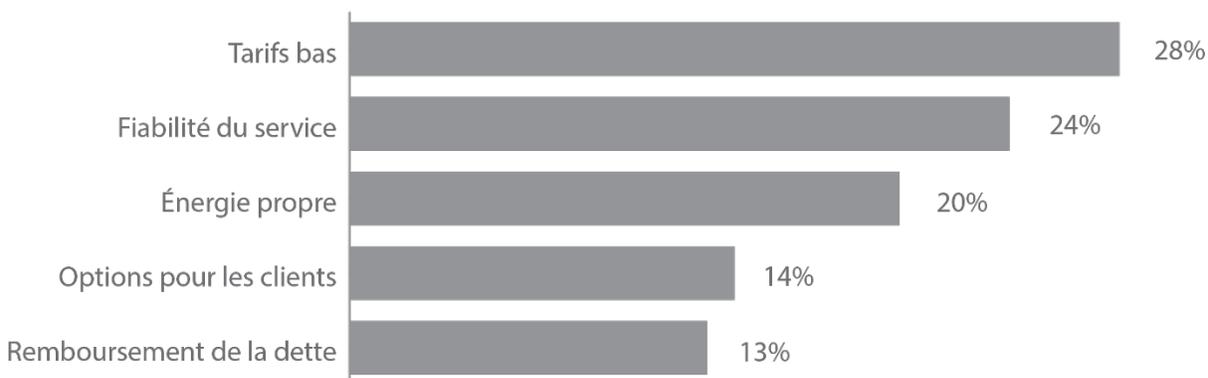
Il est important que les Néo-Brunswickoises et Néo-Brunswickois soient invités à prendre part au processus de planification du PIR de 2023. Au cours de la dernière année, Énergie NB s'est engagée auprès des Premières Nations mi'gmaq, wolastoqey et peskotomuhkati, des clients, et des intervenants clés dans le cadre d'une vaste campagne d'engagement public multiplateforme afin de mieux comprendre ce qui compte le plus pour eux lorsqu'ils envisagent l'avenir énergétique de la province.

Les résultats nous ont montré que les Néo-Brunswickois accordent la priorité aux tarifs bas et à la fiabilité du service plutôt qu'à l'énergie propre, aux options offertes aux clients et à la gestion de la dette. Dans l'ensemble, les priorités sont relativement bien réparties, ce qui renforce l'approche équilibrée d'Énergie NB en vue d'une transition durable vers un réseau électrique à consommation nette zéro. Les communautés des Premières Nations<sup>1</sup> ont exprimé la volonté de jouer un rôle plus important en devenant propriétaires ou partenaires financiers de projets futurs dans l'intérêt mutuel des communautés des Premières Nations et des clients d'Énergie NB, ce que le service public souhaite également renforcer.

---

<sup>1</sup> « Les communautés autochtones », ministère des Affaires autochtones du Nouveau-Brunswick.  
[https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/affaires\\_autochtones/lca.html](https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/affaires_autochtones/lca.html)

Figure 1.1 : Résultats de l'engagement du public - Quelles devraient être les priorités d'Énergie NB ?



Conformément à la loi, le PIR est actualisé tous les trois ans pour tenir compte de l'évolution du paysage énergétique et des attentes des clients. Dans le cadre de ce processus, Énergie NB assurera un suivi continu des changements qui surviennent dans le paysage, notamment le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, le développement de petits réacteurs modulaires, la boucle de l'Atlantique ainsi que les tendances plus générales concernant l'électrification de l'industrie et des transports, la production hors réseau et les coûts de l'énergie renouvelable. Après avoir mis à jour le PIR conformément à la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB le soumet au gouvernement du Nouveau-Brunswick pour approbation, puis à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB).

Le PIR repose sur trois principes fondamentaux

- planification à moindre coût
- durabilité économique et environnementale
- gestion des risques

Il est important d'équilibrer ces principes avec le mandat d'Énergie NB, qui consiste à garder des tarifs bas et stables pour les Néo-Brunswickois tout en parvenant à un ratio emprunts/capitaux propres de 80/20 d'ici l'exercice financier 2026-2027. En vertu de la *Loi sur l'électricité*, la CESPNB doit tenir compte du PIR le plus récent au moment de prendre des décisions sur l'établissement de tarifs et sur les dépenses importantes en capital. Bien que le présent plan soutienne ce processus, il ne contient pas de renseignements sur les tarifs d'électricité ni d'états financiers détaillés. Les renseignements en question figurent dans le plan triennal d'Énergie NB qui, aux termes de la *Loi sur l'électricité*, doit cadrer avec le PIR le plus récent.

## 1.2 Considérations relatives aux gaz à effet de serre

La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) est essentielle pour atteindre les objectifs en matière de changement climatique. En 2021, le Canada a instauré la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*<sup>2</sup>, qui prévoit des réductions d'émissions de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Cette loi fixe également la cible visant à atteindre la carboneutralité pour l'ensemble de l'économie d'ici 2050. Le Nouveau-Brunswick s'est fixé pour objectif de réduire les émissions de GES de la province à 10,7 mégatonnes (Mt) d'ici 2030<sup>3</sup>, soit une réduction de 46 % par rapport aux niveaux de 2005.

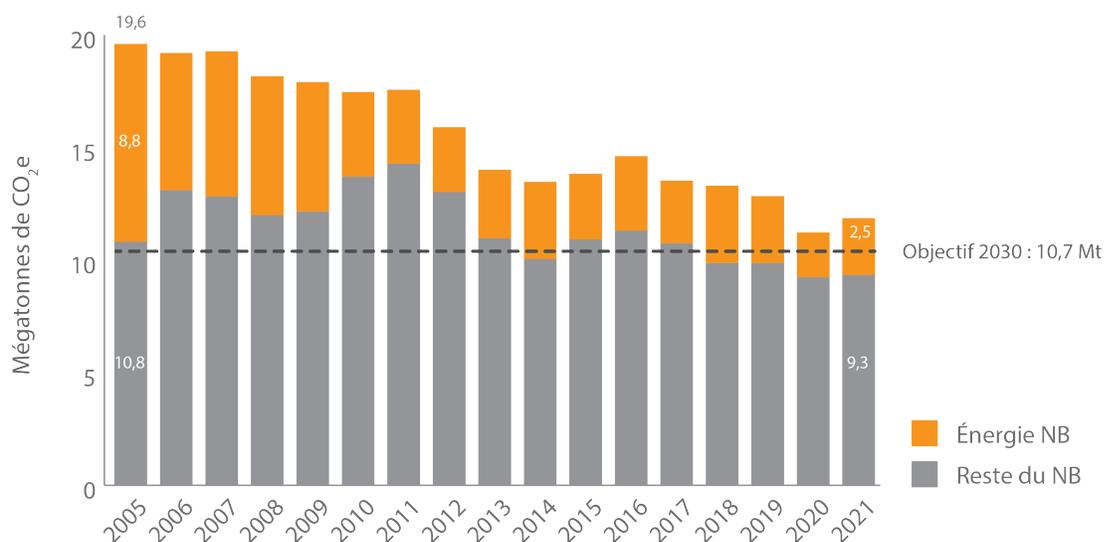
<sup>2</sup> *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (L.C. 2021, ch. 22). <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-19.3/TexteCompleet.html>

<sup>3</sup> *Loi sur les changements climatiques* du Nouveau-Brunswick (LN-B 2018, c 11). <https://www.canlii.org/fr/nb/legis/lois/lb-2018-c-11/182269/lb-2018-c-11.html>

En 2022, le Nouveau-Brunswick a publié son dernier plan d'action sur les changements climatiques, dans lequel la province s'engage à réduire ses émissions de GES en vue d'atteindre l'objectif d'une production nette zéro d'ici 2050<sup>4</sup>. Dans le cadre de son plan d'action sur les changements climatiques, le Nouveau-Brunswick s'engage à élaborer une stratégie pour parvenir à une consommation énergétique nette zéro d'ici 2035, y compris le développement de deux technologies de petits réacteurs modulaires, les premières du genre. Le PIR constitue le fondement de la réalisation de cet objectif.

En 2021 (année à laquelle remontent les renseignements les plus à jour disponibles au moment de la rédaction du présent document), les émissions provinciales s'élevaient à 11,8 Mt<sup>56</sup>, soit une réduction considérable de 40 % par rapport aux niveaux de 2005. Au cours de cette même période, le taux des émissions provinciales attribuable à Énergie NB est passé de 8,8 Mt en 2005 à 2,5 Mt en 2021, soit une diminution de plus de 70 %.

Figure 1.2 : Émissions de gaz à effet de serre recensées au Nouveau-Brunswick de 2005 à 2021<sup>78</sup>



<sup>4</sup> « Notre voie vers la décarbonisation et la résilience aux changements climatiques ». Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick 2022-2027. <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/Promo/climate/plan-d-action-sur-les-changements-climatiques.pdf>

<sup>5</sup> Les données sur les émissions d'Énergie NB sont établies à partir de données internes pour les installations appartenant à Énergie NB.

<sup>6</sup> Le reste du total des données de 2021 provient de : « Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada », partie 3, modifié pour la dernière fois le 22 juillet 2022. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/sources-puits-sommaire-2022.html>

<sup>7</sup> Les données de 2022 n'étaient pas disponibles au moment de la rédaction. Les données 2005-2021 proviennent de : « Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada », partie 3, modifié pour la dernière fois le 14 avril 2023. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/sources-puits-sommaire-2023.html>

<sup>8</sup> Les données sur les émissions d'Énergie NB sont établies à partir de données internes pour les installations appartenant à Énergie NB.

Énergie NB est fière d'avoir réduit ses émissions de plus de 70 % par rapport aux niveaux de 2005 ; la réduction n'est pas le fruit du hasard, elle a été amorcée et poursuivie activement. Parmi les principales mesures prises par Énergie NB, mentionnons :

- l'ajout de 352 MW de production d'énergie éolienne depuis 2007, dont 38 MW de nouvelle capacité éolienne provenant d'entreprises des Premières Nations en 2019-2020
- la fermeture de deux centrales à combustible fossile, l'une en 2010 et l'autre en 2012
- la remise en état du premier réacteur nucléaire CANDU-6 au monde en 2012
- l'augmentation à plus de 40 % de la proportion d'énergie renouvelable (42 % en 2021-2022, et 52 % en 2022-2023)
- l'ajout de 20 MW de production intégrée depuis 2010
- l'augmentation de l'efficacité énergétique grâce aux programmes de gestion de la demande (réduction de 87 MW de la demande de pointe depuis 2013).

Bien que les efforts déployés jusqu'à maintenant pour réduire les émissions soient encourageants, Énergie NB reconnaît que les changements climatiques sont réels et qu'il reste beaucoup plus de travail à abattre pour en atténuer les effets. Énergie NB est un chef de file en matière de réduction des émissions et s'engage à poursuivre sur cette voie. Comme le prévoit son plan stratégique, Énergie NB continuera de décarboniser le réseau électrique pour atteindre une consommation nette zéro d'ici 2035 afin de favoriser la décarbonisation de l'économie provinciale à plus grande échelle d'ici 2050. Énergie NB et la province du Nouveau-Brunswick planifient de prendre des mesures pour aider à réduire les émissions de carbone dans toute la province, notamment

- lancer une demande de déclaration d'intérêt pour de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable, notamment 200 MW d'énergie éolienne, 15 MW d'énergie solaire, cinq MW d'énergie marémotrice et 50 MW de stockage par batterie de quatre heures (février 2023)
- continuer à augmenter les économies réalisées dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique pour atteindre 0,75 % des ventes d'ici 2028-2029
- favoriser la décarbonisation d'autres secteurs au moyen de l'électrification des secteurs du transport, du chauffage et de l'industrie
- poursuivre les grands projets qui permettraient la transition du secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick vers la consommation nette zéro, y compris, mais sans s'y limiter, les projets suivants
  - projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac
  - développement de petits réacteurs modulaires (PRM)
  - étude des possibilités d'élimination progressive du charbon et de son remplacement par des sources d'énergie renouvelables
  - évaluation du projet de transport de la boucle de l'Atlantique

Trois politiques principales régissent la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick : l'élimination progressive du charbon, le système de tarification fondé sur le rendement fédéral et le Règlement sur l'électricité propre. Pour plus de détails sur les règlements relatifs aux gaz à effet de serre, voir section 4.3.

En 2018, le gouvernement fédéral a annoncé l'élimination progressive de la production au charbon d'ici 2030<sup>9</sup>. En vertu de ce règlement, la centrale de Belledune devra cesser de brûler du charbon en 2030, soit 10 ans avant la date prévue de sa mise hors service. Énergie NB étudie les possibilités qui permettraient de continuer à exploiter la centrale de Belledune au-delà de 2030 au moyen de carburants de remplacement. Parmi ces options, on compte la biomasse traditionnelle, la biomasse torréfiée, le gaz naturel liquéfié, le gaz naturel renouvelable et le gaz naturel conventionnel.

Le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick pour les grands émetteurs<sup>10</sup> est un élément important du PIR. Le système de tarification fondé sur le rendement constitue un cadre pour la tarification des émissions de carbone. Ce système est soumis à des règles de plus en plus rigoureuses au fil du temps et à une augmentation du prix du carbone, qui atteindra 170 \$ par tonne en 2030. Il en résultera des pénalités plus importantes pour les émissions et une réduction des émissions du secteur de l'électricité à long terme.

<sup>9</sup> « L'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon au Canada franchit une autre étape importante », le 12 décembre 2018. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2018/12/lelimination-progressive-de-la-production-delelectricite-a-partir-du-charbon-au-canada-franchit-une-autre-etape-importante.html>

<sup>10</sup> Règlement du Nouveau-Brunswick pris en vertu de la Loi sur les changements climatiques (D.C. 2021-152). <https://www.canlii.org/fr/nb/legis/regl/regl-du-n-b-2021-43/derniere/regl-du-n-b-2021-43.html>

Le gouvernement du Canada élabore actuellement le Règlement sur l'électricité propre, qui limiterait considérablement l'exploitation des installations de production d'électricité dont les émissions ne sont pas réduites. Le Règlement sur l'électricité propre est fondé sur trois principes fondamentaux.

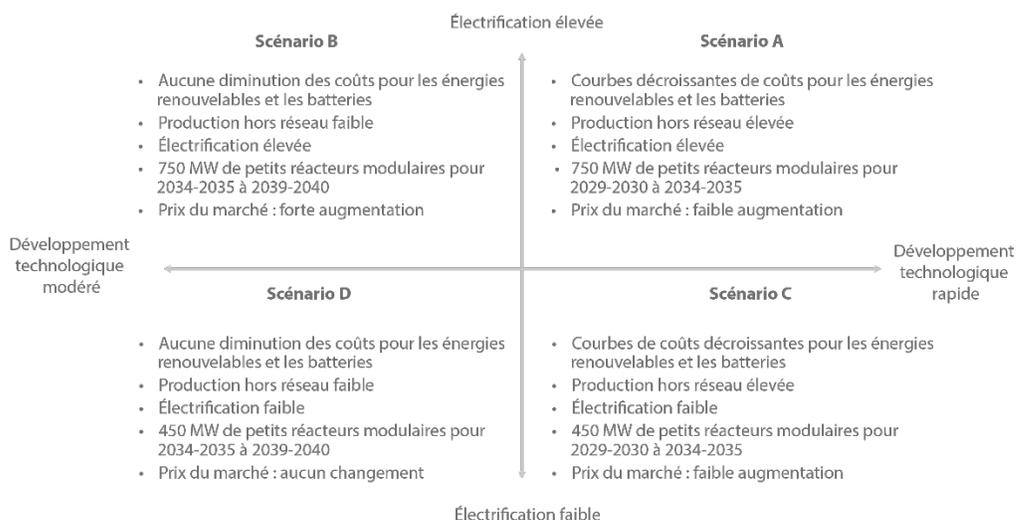
- les centrales destinées à produire la charge de base qui émettent des gaz devront être équipées d'une capacité de captage et de stockage du carbone ou être alimentées par des combustibles non polluants afin de limiter leurs émissions
- toutes les émissions seront soumises à la tarification du carbone (ce qui élimine l'approche fondée sur les normes d'intensité utilisée dans le système de tarification fondé sur le rendement)
- le Règlement comprend une disposition autorisant l'exploitation limitée des centrales polluantes afin d'intégrer les sources d'énergie renouvelables et de maintenir la fiabilité

L'autorisation de l'exploitation limitée des centrales polluantes afin d'intégrer les énergies renouvelables et de maintenir la fiabilité est essentielle à la transition durable vers la consommation nette zéro et permet de continuer à exploiter, bien que de manière limitée, les centrales de Bayside, Coleson Cove, Millbank et Sainte-Rose après 2035. Cela est essentiel pour maintenir la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement tout en limitant les coûts pour nos clients dans le cadre de la transition vers un réseau d'électricité à consommation nette zéro au Nouveau-Brunswick.

### 1.3 Voies pour atteindre la consommation nette zéro

Les voies vers la consommation nette zéro d'ici 2035 comportent beaucoup d'incertitude. Pour faire face à cette incertitude, Énergie NB a adopté une approche fondée sur des scénarios afin d'élaborer des voies menant à la consommation nette zéro dans diverses conditions. Le rythme de l'électrification et du développement technologique est difficile à prévoir ; il a été identifié comme étant la principale incertitude à laquelle Énergie NB doit se préparer. À partir de ces thèmes, nous avons créé un diagramme de scénarios à quatre quadrants, afin de formuler une série d'hypothèses quant à l'avenir le plus probable.

Figure 1.3 : Sommaire des scénarios

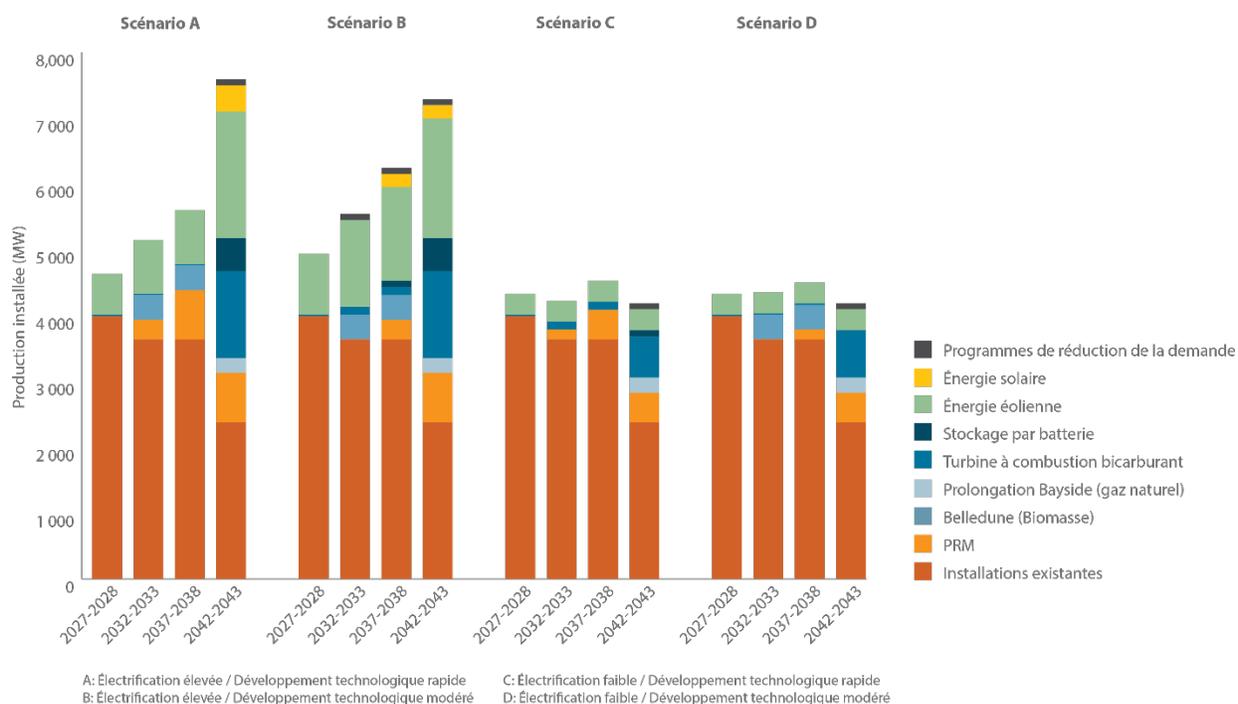


Tous les scénarios aboutissent à une consommation nette zéro, mais chacun d'entre eux entraîne des besoins en nouvelles ressources pour desservir de manière fiable les consommateurs d'électricité au Nouveau-Brunswick. En règle générale, trois éléments sont nécessaires : la capacité d'assurer la fiabilité et la sécurité énergétique ; de l'énergie sans carbone pour éliminer la production des centrales polluantes ; et la souplesse

des installations en vue de fournir des réserves d'exploitation et d'intégrer les énergies renouvelables, de plus en plus nombreuses et variables.

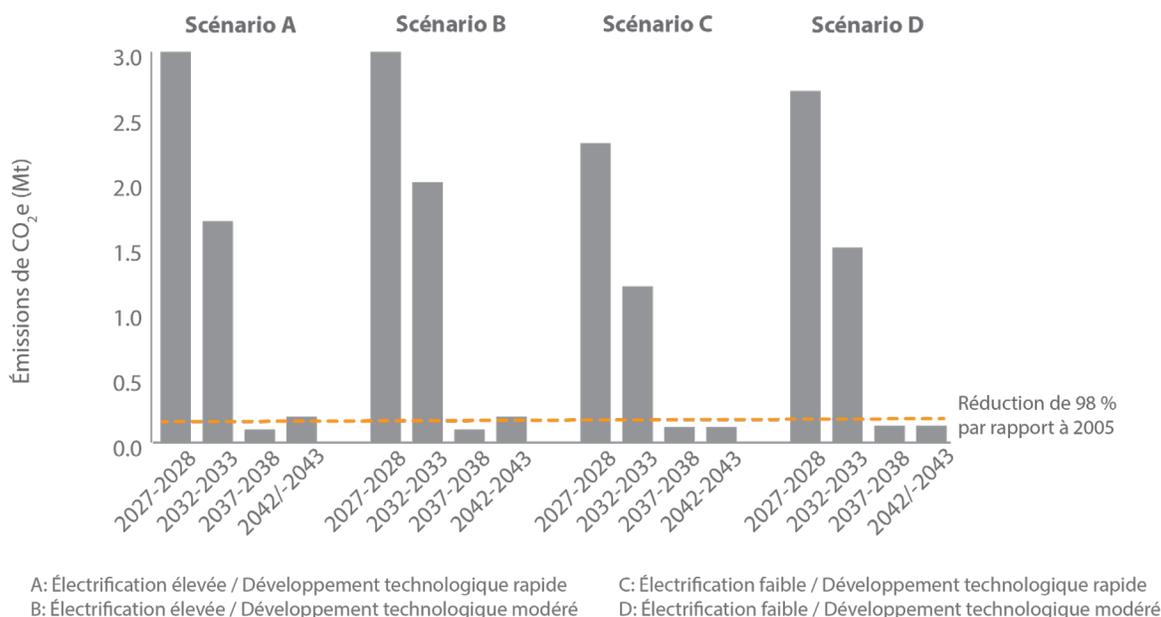
Certaines sources de capacité continuent d'utiliser des combustibles fossiles, mais avec des calendriers d'exploitation limités en raison des restrictions imposées par le Règlement sur l'électricité propre. Les sources d'énergie sont principalement des énergies renouvelables variables comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Certains projets, comme les petits réacteurs modulaires, la conversion de la biomasse à Belledune, le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac et les programmes d'efficacité énergétique, sont en mesure de procurer à la fois de l'énergie et de la capacité. Les projets de stockage par batterie et de Mactaquac sont tous deux bien adaptés pour apporter une certaine flexibilité au réseau.

Figure 1.4 : Production installée par scénario



Après 2035, les émissions seront réduites de 98 % par rapport aux niveaux de 2005. Il faudra néanmoins continuer à produire de petites quantités d'émissions afin d'assurer la fiabilité et la sécurité énergétique et de parvenir à une transition durable vers une consommation nette zéro. Après 2035, le réseau produira moins de 175 000 tonnes d'émissions. Le volume résiduel équivaut d'éliminer le chauffage au mazout de 1 000 foyers, de retirer 3 500 véhicules à essence de la circulation ou de planter 350 000 arbres chaque année<sup>11</sup>.

Figure 1.5 : Émissions de CO<sub>2</sub>e par scénario



Pour parvenir à une consommation nette zéro, il faudra mettre en place de nouveaux projets de production sans carbone, tels que le projet d'atteinte de la durée vie utile de la centrale de Mactaquac, les PRM, la biomasse de Belledune, de nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire, et de nouveaux projets de stockage par batterie.

## 1.4 Principales constatations

Voici les principales constatations du PIR.

- Constatations du processus d'engagement du public
  - Les deux principales priorités des clients et des parties prenantes sont de limiter les hausses de prix et de privilégier la fiabilité et la sécurité énergétique.
  - La réduction de l'empreinte écologique et des émissions de carbone sont très importantes pour les peuples autochtones et tous les Néo-Brunswickois.
  - La volonté des communautés des Premières Nations de jouer un rôle plus important en devenant propriétaires ou partenaires financiers de projets futurs offre à Énergie NB l'occasion de poursuivre les efforts de réconciliation et de continuer à tisser des liens positifs avec les communautés des Premières Nations du Nouveau-Brunswick. Des partenariats sur des projets de production à l'avenir pourraient avoir des retombées financières positives pour toutes les parties.
- L'objectif d'Énergie NB d'atteindre et de maintenir une structure de capital de 20 % de capitaux propres entraînera la nécessité d'investir dans des partenariats pour l'électricité propre.
- Les émissions provinciales de GES liées à l'électricité sont en baisse grâce à la combinaison de la tarification du carbone, de l'élimination progressive du charbon et du Règlement sur l'électricité propre.

<sup>11</sup> On estime que les économies d'émissions de GES sur la durée de vie sont de 175 tonnes par maison chauffée au mazout, de 50 tonnes par véhicule à essence et de 0,5 tonne par arbre.

- Les répercussions du Règlement sur l'électricité propre sur les émissions représentent un coût. Dans les scénarios de référence, les coûts augmentent en moyenne de 14 % entre 2032-2033 et 2037-2038 (avant les investissements dans le transport et la distribution).
- Les centrales thermiques émettrices continueront à fonctionner à de faibles facteurs de capacité après 2035. Il est essentiel de prévoir dans le Règlement sur l'électricité propre des dispositions en vue de continuer à exploiter ces installations afin d'assurer la fiabilité et de gérer les coûts de la transition vers l'énergie propre.
- À mesure que l'adoption de sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire augmente, la capacité de répartir ces ressources devient de plus en plus importante pour le maintien de la fiabilité.

Tableau 1.1 : Sommaire des mesures courantes

Année	Production installée	Technologie
2026-2027	300 MW	Énergie éolienne
2027-2028 à 2032-2033	668 MW	Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac
2034-2035	150 MW	PRM
2038-2039	230 MW	Prolongation de la turbine à gaz de Bayside
2039-2040	450 MW	PRM
2040-2041	600 MW	Turbines à combustion bicarburant
2040-2041	90 MW	Gestion de la demande

- La production éolienne apporte de la valeur dans tous les scénarios de référence ; elle augmente la capacité installée d'au moins 300 MW d'ici 2027-2028.
- La prolongation de la turbine à gaz de Bayside est une excellente solution de rechange au retrait de la centrale. Cette option est retenue dans tous les scénarios et constitue la source de capacité la moins coûteuse de toutes les options examinées.
- Le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac présente une valeur considérable pour le réseau électrique du Nouveau-Brunswick. La centrale produit de l'électricité propre, offre une capacité et une production à faible coût et sans émission de carbone qui peut fournir des services accessoires. La flexibilité de la centrale de Mactaquac permet également l'intégration à faible coût des énergies renouvelables, ce qui deviendra de plus en plus important à l'avenir.
  - Selon une analyse de sensibilité qui prévoit l'arrêt de la centrale de Mactaquac en 2030, la production et l'achat d'électricité seraient beaucoup plus élevés et représenteraient un total de 2,8 à 3,8 milliards de \$ (valeur actuelle nette [VAN] en \$ de 2022) sur la durée de vie du projet<sup>12</sup>.
- Les PRM constituent un élément essentiel de l'avenir énergétique au Nouveau-Brunswick. Ils offrent au Nouveau-Brunswick une occasion unique de produire de manière stable et prévisible de l'électricité sans émission de carbone.
  - Selon une analyse de sensibilité qui ne tient pas compte des PRM, des volumes extrêmes de production éolienne et solaire (plus de 4 000 MW) ont été identifiés pour certains scénarios, ce qui représente des ordres de grandeur supérieurs à ceux de toutes les études d'intégration de l'énergie éolienne réalisées à ce jour. On recommande de mener des recherches plus approfondies.
- Le projet de conversion de la biomasse de Belledune est retenu dans plusieurs scénarios. Il est sensible au niveau d'électrification de la province ainsi qu'à la réalisation d'autres grands projets. Dans tous les scénarios « Électrification élevée », ainsi que dans tous les scénarios où le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale Mactaquac ou les PRM ne sont pas présents, le projet apporte de la valeur aux clients. Cela justifie un examen plus approfondi de la viabilité du projet de conversion.

<sup>12</sup> À l'exclusion des coûts d'investissement et des autres coûts liés au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

- Selon une analyse de sensibilité qui tient compte de l'augmentation de la capacité d'importation de transport par le biais de la boucle de l'Atlantique, cette capacité peut contribuer à la décarbonisation, mais sa valeur économique est remise en question.
  - La combinaison des coûts d'infrastructure et de l'augmentation des coûts de production et d'achat d'électricité augmenterait les coûts pour les consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick de 270 à 310 millions de \$ par an dans les années 2040, soit une augmentation d'environ sept à neuf % des coûts au cours de ces années par rapport aux scénarios sans la boucle de l'Atlantique.
  - Une solution moins coûteuse consiste à construire des ressources sans carbone au Nouveau-Brunswick.
- La mise en place de nouvelles éoliennes et d'autres énergies renouvelables nécessite davantage d'études sur l'intégration des systèmes, l'exploitation et le transport. Dans certains scénarios, la capacité installée atteint presque 10 fois la capacité installée actuelle au Nouveau-Brunswick, ce qui met en évidence les questions de fiabilité du réseau et de sécurité énergétique qui nécessiteront une étude plus approfondie si des changements dans le paysage suggèrent que nous nous dirigeons vers un scénario plutôt qu'un autre. L'intégration d'une telle quantité d'énergie éolienne et d'autres sources d'énergie renouvelables nécessitera des investissements importants dans les infrastructures de transport et de distribution, dont les coûts n'ont pas été quantifiés dans le PIR, car on ne sait pas où ces ressources potentielles pourraient finir par s'interconnecter.

Le PIR offre un aperçu des nombreuses voies menant à un réseau électrique à consommation nette zéro. La conclusion générale est qu'il n'existe pas de solution miracle. Pour parvenir à une consommation nette zéro, il faudra mettre en œuvre de nouveaux projets de production sans carbone, comme le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, les petits réacteurs modulaires, la conversion de la biomasse de Belledune, et de nouveaux projets de production d'énergie éolienne, solaire et de stockage par batterie.

## 2 Introduction

### 2.1 Aperçu du plan stratégique d'Énergie NB

Énergie NB est à l'aube d'une transformation motivée par sa volonté de répondre aux attentes changeantes de ses clients, tout en renforçant sa situation financière et en poursuivant son cheminement vers une énergie plus propre et plus verte.

En ces temps d'incertitude, il convient d'adopter de nouvelles façons de penser et de nouveaux modes de fonctionnement.

Des enjeux mondiaux comme l'inflation, les troubles politiques et sociaux, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement et les effets du changement climatique ont des conséquences considérables sur les activités d'Énergie NB.

Le plan stratégique d'Énergie NB, intitulé « Dynamiser notre avenir », vise à garantir que l'entreprise de services publics prend les bonnes décisions stratégiques pour répondre aux besoins des Néo-Brunswickois.

Le parc de production actuel et l'utilisation actuelle de l'électricité pour le chauffage des locaux au Nouveau-Brunswick placent notre province en tête de nombreux autres pays sur la voie de la décarbonisation.

Le plan stratégique prévoit le recours à de nouveaux moyens plus propres de fournir de l'énergie aux clients et la recherche de nouveaux partenariats pour améliorer la prestation de services et la situation financière d'Énergie NB, tout en créant un réseau plus robuste et plus intelligent. Nous envisageons également de poursuivre la construction de deux petits réacteurs nucléaires modulaires et de trouver de nouvelles sources de revenus.

Le plan comporte six changements stratégiques.



Transitionner vers un approvisionnement énergétique rentable, propre et sûr



Moderniser le réseau



Électrifier et faire croître la charge



Offrir une valeur concurrentielle aux clients



Créer une main-d'œuvre prospère



Harmoniser, engager, et optimiser

Ces changements stratégiques guideront Énergie NB alors qu'elle met en œuvre des changements en vue d'assurer la transition vers un approvisionnement énergétique rentable, propre et sûr, en modernisant le réseau et en favorisant l'électrification.

Énergie NB a également renouvelé sa mission, sa vision et ses valeurs. Elles combinent nos valeurs traditionnelles : notre engagement envers la sécurité, la qualité du service à la clientèle et le bien-être de nos équipes, et la transition vers une énergie plus propre et plus verte.

La mission, la vision et les valeurs ont été élaborées dans le cadre d'un long processus de collaboration qui a fait appel à des groupes de réflexion composés d'employés, de cadres et de dirigeants, et constituent le fondement du nouveau plan stratégique.

## 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 cœur de tout



Souci pour notre équipe



Souci pour nos clients



Souci pour notre avenir

## 2.2 Processus de planification intégrée des ressources

Énergie NB assure aux Néo-Brunswickois un approvisionnement en énergie provenant de nombreuses sources. Il s'agit d'un équilibre entre coût, fiabilité et impact sur l'environnement. La planification est très importante pour le maintien de cet équilibre et joue un rôle important pour garantir que nous pourrions continuer à le faire à l'avenir.

Le présent PIR décrit les stratégies à long terme pour garantir que le réseau d'Énergie NB demeure fiable, stable sur le plan financier, écologique et efficace. Il présente également des façons dont Énergie NB peut continuer à répondre à la demande d'énergie tout en augmentant la proportion d'énergies renouvelables et en diminuant son empreinte environnementale.

La collecte des commentaires des Néo-Brunswickois fait partie intégrante du processus de PIR. Énergie NB a recueilli les commentaires des communautés des Premières Nations, des clients et des principaux intervenants, afin de mieux comprendre ce qui est important pour eux lorsqu'ils envisagent l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick. Ces commentaires ont permis de définir les priorités et d'orienter le PIR et de formuler les scénarios, les sensibilités et d'autres principales hypothèses.

Les options d'approvisionnement futur en électricité sont choisies en fonction de ce qui suit :

- fiabilité du réseau
- empreinte environnementale
- rapport coût-efficacité
- commentaires des communautés des Premières Nations, des clients et des principales parties prenantes

Ces options englobent un large éventail de sources de production et de technologies de stockage. Le coût de chaque option d'approvisionnement est examiné avec attention au moment d'évaluer les options. Le plan doit être réaliste et garantir que toutes les options d'approvisionnement choisies (y compris les choix plus écologiques) sont abordables et fiables pour les Néo-Brunswickois.

Outre les options d'approvisionnement, la nature de planification intégrée de ce document signifie qu'une attention égale est accordée aux programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande. Ces programmes permettent de réduire la consommation électrique du Nouveau-Brunswick grâce à des économies d'énergie pour les clients et à une réduction de la demande d'énergie.

Un réseau moderne doit être plus intelligent, plus écologique, plus propre, plus résilient et plus efficace, de manière que les Néo-Brunswickois aient plus de choix et de possibilités dans le futur quant à la façon dont ils consomment l'énergie. Il doit permettre la mise en place de nouvelles technologies et de nouveaux services, tout en assurant la stabilité, l'efficacité et la fiabilité du réseau pour les clients.

Pour créer ce plan, Énergie NB suit un processus bien défini conforme aux normes de l'industrie. Ce processus comporte les étapes suivantes :

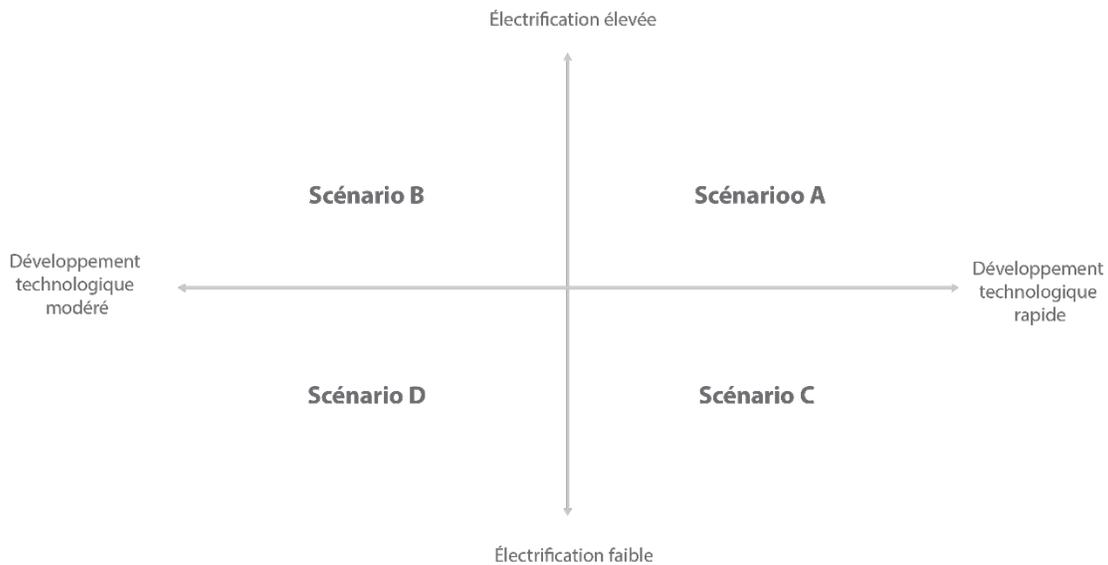
1. offrir aux communautés des Premières Nations, aux clients et aux parties prenantes la possibilité d'améliorer leurs connaissances en matière d'énergie et de contribuer à l'évolution de leurs besoins en électricité
2. élaborer des principales hypothèses, notamment
  - a. politiques ou réglementations futures
  - b. hypothèses économiques (p. ex., prix des carburants, taux de financement, etc.)
  - c. prévisions de besoins en électricité dans la province
  - d. dates de fin de vie des ressources existantes
  - e. estimations des coûts des options de l'offre et de la demande
3. identifier les contraintes techniques, notamment
  - a. mesures de fiabilité (p. ex., capacité de charge effective)
  - b. exigences en matière de marge de réserve de planification
  - c. besoins en soutien auxiliaire
  - d. contraintes opérationnelles
4. déterminer le portefeuille de ressources le moins coûteux tout en respectant l'ensemble des contraintes politiques et techniques

### **2.3 Analyse des scénarios du PIR**

Le secteur de l'électricité est confronté à des changements et à des incertitudes sans précédent. De nombreux facteurs contribuent à l'incertitude quant à l'orientation future du secteur de l'électricité. La technologie évolue rapidement : les technologies existantes deviennent plus efficaces et de nouvelles technologies sont mises au point. Les politiques gouvernementales et les réglementations des services publics évoluent rapidement pour faire face au changement climatique. Les réponses à la pandémie et les événements géopolitiques ont bouleversé les prix des carburants et les chaînes d'approvisionnement, ce qui a entraîné des répercussions sur l'inflation et la croissance économique. Ces facteurs interagissent tous de différentes manières et créent une incertitude importante qui influe sur la planification à long terme d'Énergie NB.

La planification de scénarios est un moyen efficace de gérer l'incertitude créée par les événements mondiaux, les changements de politique, les avancées technologiques et l'évolution de l'utilisation de l'électricité par les consommateurs, tous facteurs qui échappent à la volonté des entreprises de services publics. Énergie NB a examiné tous les différents facteurs et a choisi le rythme de la décarbonisation, représenté par le rythme et l'ampleur de l'électrification des charges et le rythme du développement technologique. À l'aide de ces deux facteurs, Énergie NB a créé quatre scénarios différents qui permettent de définir des résultats possibles en vue de les mettre à l'essai. Dans les limites de ces scénarios, il est possible de déterminer l'avenir le plus probable et de donner la priorité aux stratégies qui sont applicables dans tous les scénarios.

**Figure 2.1 : Diagramme des scénarios**



Le rythme de la décarbonisation, représenté par la charge électrique, a été désigné comme un des axes en raison de l'incertitude importante qui entoure le rythme de l'électrification des transports et de l'industrie. Cette incertitude est renforcée par le développement potentiel de procédés industriels à forte consommation d'énergie, tels que la production d'hydrogène ou la production d'acier à faible intensité de carbone, et par les conséquences qui en résulteront pour le réseau électrique.

- Dans les scénarios A et B, une électrification élevée des transports est envisagée, ainsi qu'une croissance perturbatrice des industries à forte consommation d'électricité.
- Dans les scénarios C et D, une croissance plus lente est envisagée.

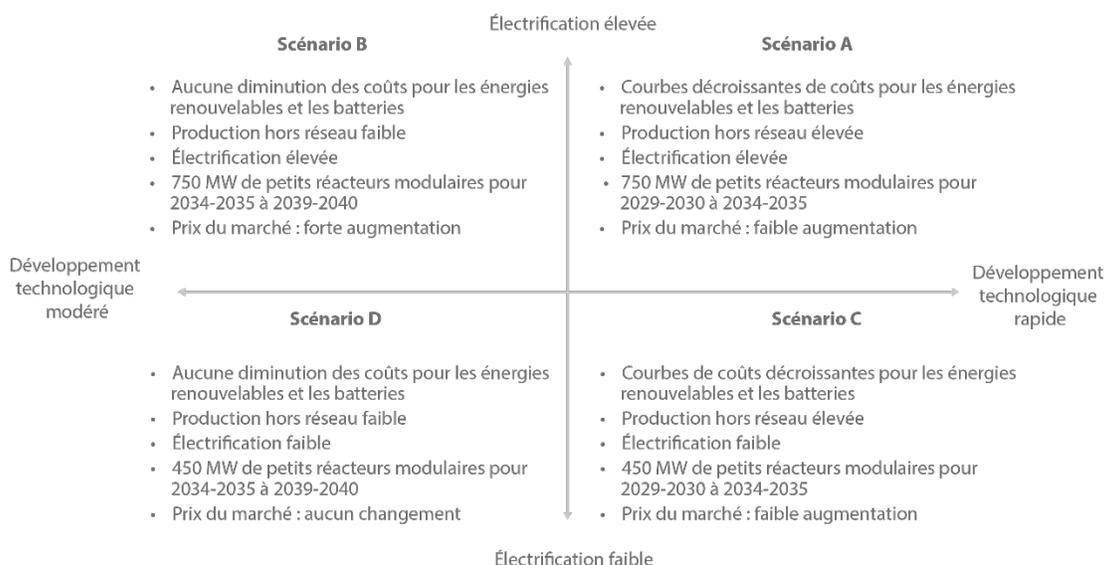
Le développement technologique a été désigné comme l'autre axe d'incertitude.

- Les scénarios A et C illustrent les conséquences pour le réseau de la poursuite des gains d'efficacité et de la baisse des coûts des technologies liées aux énergies renouvelables.
- Les scénarios B et D considèrent que les coûts de ces technologies ne diminuent plus.

Ces deux axes, qui servent de base à l'analyse des scénarios, permettent d'élaborer quatre scénarios différents qui délimiteront la situation la plus probable pour l'avenir. Une analyse des sensibilités peut ensuite être effectuée sur les quatre scénarios pour analyser les effets de projets spécifiques tels que le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, les petits réacteurs modulaires et la boucle de l'Atlantique. Le recours à des scénarios dans le cadre du PIR nous permettra de résister à l'incertitude et de mieux soutenir les politiques.

La figure 2.2 illustre les quatre scénarios de base qui seront étudiés.

Figure 2.2 : Diagramme des hypothèses des scénarios



Pour plus de détails sur les hypothèses et la structure des scénarios, voir la section 11.2.

## 3 Mobilisation

### 3.1 Aperçu du processus de mobilisation

Au moment où Énergie NB a commencé à préparer ce PIR, il était important de demander la participation des Premières Nations mi'gmaq, wolastoqey et peskotomuhkati, des Néo-Brunswickois et des principaux intervenants. On y est parvenu au moyen d'une stratégie multiplateforme de mobilisation du public.

La conception du processus de mobilisation est le fruit d'un effort collaboratif entre Énergie NB et du Cabinet de relations publiques NATIONAL.

Aux mois d'août et septembre 2022, Énergie NB a organisé des séances de mobilisation en personne et en ligne afin de recueillir les commentaires de Néo-Brunswickois de partout dans la province, et ce, dans le but de savoir ce qui compte le plus pour eux lorsqu'ils réfléchissent à l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick.

Les objectifs du processus de mobilisation étaient les suivants :

- mieux comprendre ce qui compte le plus pour les clients alors qu'ils envisagent l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, ainsi que le rôle que les clients, en tant que Néo-Brunswickois, sont prêts à jouer
- fournir suffisamment de renseignements pertinents, dans un format simple à comprendre, sur le paysage énergétique du Nouveau-Brunswick, sur la portée du processus du PIR et sur les éléments susceptibles de changer
- organiser des forums permettant aux Néo-Brunswickois de contribuer en fonction de leurs propres perspectives, expériences et idées et de ce qui compte le plus pour eux
- faire preuve de transparence dans la communication des résultats du rapport « Ce qui s'est dit »<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Rapport « Ce qui s'est dit » préparé par National Public Relations en 2023. <https://www.nbpower.com/fr/about-us/our-energy/integrated-resource-plan>

### 3.1.1 Portée de la mobilisation

La campagne de mobilisation consistait en un sondage en ligne et en des séances de mobilisation en personne des clients qui ont eu lieu partout au Nouveau-Brunswick.

Énergie NB a fait la promotion de ces possibilités de mobilisation auprès des Néo-Brunswickois, dans les deux langues officielles, au moyen des tactiques suivantes :

- les plateformes de médias sociaux, comme Facebook et LinkedIn, ont été mises à profit pour établir des liens avec les publics cibles
- des invitations directes par courriel ont été envoyées à plus de 2 000 clients ayant déjà consenti à recevoir des communications continues de la part d'Énergie NB
- des publicités médiatiques ou numériques payées ont été affichées sur LinkedIn et Facebook
- des invitations à participer au sondage et des invitations ouvertes à des rencontres en personne ont été envoyées aux communautés des Premières Nations
- des événements et des réunions communautaires ont été organisés

Six mille cent soixante-trois (6 163) Néo-Brunswickois ont participé en ligne, tandis que 145 ont participé aux événements en personne, pour un total de 6 308 personnes mobilisées. Le niveau d'engagement a diminué de six % par rapport à 2019, principalement en raison de la réduction de la participation en personne à des événements communautaires. Plusieurs événements en plein air ont été annulés pour cause de maladie ou de mauvais temps, ce qui a réduit le nombre de rencontres avec les clients.

Table 3.1 : Sommaire de la mobilisation du public

Format/modèle de mobilisation	Nombre de personnes mobilisées
Activité communautaire : conversations en personne	125
Rencontres individuelles avec des intervenants	20
Sondage en ligne	6 163
<b>Total</b>	<b>6 308</b>

### 3.2 Approche de mobilisation en personne

Des séances de mobilisation des clients ont été organisées en personne, sous divers formats, à l'échelle de la province.

#### 3.2.1 Mobilisation des communautés des Premières Nations

Énergie NB reconnaît la valeur, la culture et l'importance distinctes des Premières Nations et s'engage à favoriser des relations positives et productives avec les Premières Nations du Nouveau-Brunswick. Énergie NB vise à établir des relations durables et de confiance avec chaque Première Nation et collabore continuellement avec les communautés des Premières Nations sur de nombreuses questions liées au PIR, telles que les possibilités d'affaires, les partenariats et la prestation de services.

Énergie NB collabore avec les communautés des Premières Nations de différentes manières.

- Les chefs des Premières Nations ont été invités à soumettre leurs commentaires sur l'orientation future et les priorités d'Énergie NB.
- Les membres des communautés ont pu contribuer directement grâce au sondage en ligne.

Énergie NB continuera à collaborer avec les communautés des Premières Nations après la publication du PIR afin de s'assurer qu'elle continue à développer et à maintenir ces liens importants. Énergie NB est en train de rencontrer des groupes composés d'aînés, de chefs et de membres des communautés afin de recueillir leurs commentaires sur Énergie NB et de transmettre des connaissances en matière d'énergie à nos partenaires des Premières Nations. Les commentaires reçus des communautés des Premières Nations font état de la volonté de réconciliation, de l'utilisation des terres et à leur restitution, et d'un dialogue plus poussé. Les communautés des Premières Nations ont également exprimé leur désir de faire partie des futures possibilités de développement de projets d'énergie renouvelable et de PRM, en tant que propriétaires ou partenaires.

### 3.2.2 Conversations en personne avec les Néo-Brunswickois

Énergie NB tenait à rencontrer les gens dans des lieux où ils se rassemblent et socialisent naturellement afin d'attirer l'attention des Néo-Brunswickois et de recueillir leurs commentaires pour le PIR de 2023. Énergie NB a rencontré les clients lors de réunions et d'événements en août et en septembre afin de discuter avec eux. Ces rencontres ont eu lieu lors du rassemblement des villes du Nouveau-Brunswick, des comités de liaison communautaires de Milltown, Fredericton et Bathurst, et du festival de musique Harvest Jazz and Blues.

### 3.2.3 Rencontres individuelles avec les intervenants

Tandis que l'outil de mobilisation en ligne ciblait avant tout les clients résidentiels et les petites entreprises, les rencontres individuelles ont été l'occasion de s'entretenir avec d'autres catégories de clients et d'intervenants intéressés de partout dans la province afin de garantir un équilibre dans la représentation et d'éviter toute lacune dans le processus. Énergie NB a donc rencontré ces clients en personne de sorte que leurs commentaires soient bien pris en compte dans le cadre de l'élaboration du PIR.

## 3.3 Sondage de mobilisation en ligne

Le sondage de mobilisation en ligne a été conçu en gardant à l'esprit qu'un public général était visé. Le contenu était concis et le langage utilisé, simple.

Le sondage portait sur les sujets suivants :

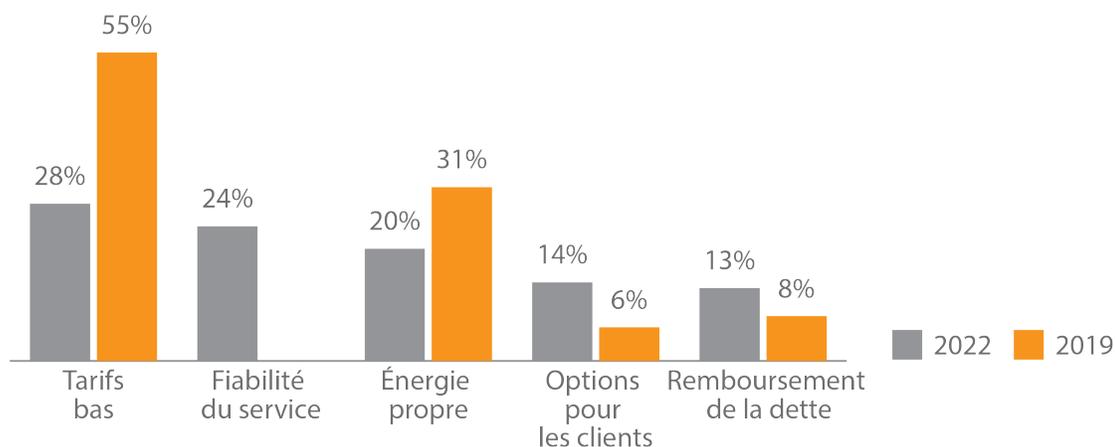
- l'abordabilité
- la fiabilité
- l'énergie propre
- les options offertes aux clients

Les participants pouvaient également formuler leurs propres commentaires à la fin du court sondage.

### 3.3.1 Résultats de la mobilisation en ligne

Selon les résultats du sondage, l'abordabilité représente la priorité des Néo-Brunswickois. La fiabilité du service est de près la deuxième priorité, et l'énergie propre est la troisième priorité. La fiabilité du service a été ajoutée au sondage cette année afin de garantir que les préoccupations en matière de sécurité énergétique puissent être suivies au fur et à mesure que nous progressons vers l'objectif de consommation nette zéro. Il convient de noter que les options offertes aux clients et le remboursement des dettes ont gagné en importance pour les Néo-Brunswickois, même avec l'ajout d'une cinquième catégorie. Comme il n'y a pas de priorité évidente, on peut en déduire que les Néo-Brunswickois veulent qu'Énergie NB se concentre sur le maintien de tarifs abordables, la fiabilité du service et l'énergie propre, tout en accordant une attention particulière aux options offertes aux clients et au remboursement de la dette.

Figure 3.1 : Résumé des résultats des séances de mobilisation du public



Les réponses au sondage montrent que la plupart des Néo-Brunswickois soutiennent la transition vers une énergie plus propre, mais estiment qu'il faut trouver un équilibre entre cette transition et les tarifs et la fiabilité. La plupart ont également mentionné ne pas être prêts à payer davantage pour une énergie plus propre. Les Néo-Brunswickois veulent qu'Énergie NB favorise l'efficacité énergétique et fournisse des produits et des services pour les aider à gérer leur consommation d'électricité et à réduire leurs factures. L'intérêt pour les véhicules électriques a considérablement augmenté par rapport au sondage précédent, mais représente encore une minorité de clients.

Voici les énoncés avec lesquels les Néo-Brunswickois étaient le plus en accord :

- Je crois que la transition du Nouveau-Brunswick vers un avenir énergétique propre devrait minimiser les effets sur les tarifs et l'économie (84 %).
- Je veux qu'Énergie NB soit un chef de file en matière d'efficacité énergétique (80 %).
- Je voudrais qu'Énergie NB fasse des investissements pour m'offrir plus d'options (programmes, produits et services) afin que je puisse mieux gérer mes coûts et ma consommation d'électricité (80 %).

Voici les énoncés avec lesquels les Néo-Brunswickois étaient le moins en accord :

- Je suis disposé(e) à payer plus pour de l'énergie propre (26 %).
- Je m'intéresse à l'achat d'un véhicule électrique (41 %).
- Je m'intéresse à produire ma propre électricité (50 %).

Un rapport exhaustif sur les conclusions et les commentaires se trouve compris dans le rapport « Ce qui s'est dit »<sup>14</sup>.

## 4 Considérations politiques

En tant que société de la Couronne, Énergie NB doit observer différentes politiques et différents règlements établis par le gouvernement provincial. La présente section offre des renseignements de base sur la *Loi sur l'électricité*, les règlements y afférents et la lettre de mandat d'Énergie NB.

---

<sup>14</sup> Rapport « Ce qui s'est dit » préparé par National Public Relations en 2023. <https://www.nbpower.com/fr/about-us/our-energy/integrated-resource-plan>

Le thème du PIR 2023 est l'exploration des voies d'Énergie NB vers la consommation nette zéro d'ici 2035. Le PIR concorde avec le plan d'action sur les changements climatiques de la province (2022-2027)<sup>15</sup>. La mesure 7 est présentée ci-dessous.

7. Élaborer une stratégie pour une électricité propre d'ici 2025 afin de parvenir à des émissions nettes nulles d'ici 2035, sur la base de principes directeurs favorisant une électricité propre, fiable, efficace et abordable. La stratégie devrait :
  - a. Cerner le rôle des énergies renouvelables, y compris l'énergie distribuée qui peut soutenir le réseau électrique, réduire la demande de pointe et fournir une capacité de soutien. Cela peut aussi inclure le rôle du stockage, des carburants renouvelables et propres comme l'hydrogène propre, la géothermie, le gaz naturel renouvelable (GNR) et la biomasse, dans les systèmes énergétiques du Nouveau-Brunswick dans tous les secteurs ;
  - b. Inclure le développement de deux technologies de petits réacteurs modulaires, les premières du genre ;
  - c. Renforcer les investissements et élargir la portée des initiatives d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, notamment en améliorant l'accès aux programmes pour les familles à revenus modérés ;
  - d. Établir une voie claire pour la transition vers l'abandon de l'électricité produite à partir du charbon ;
  - e. Explorer les possibilités régionales de partage des ressources en électricité propre pour répondre à la demande croissante d'électrification.

#### 4.1 La Loi sur l'électricité

La *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick est la loi qui établit le cadre et les règles de droit déterminant comment le secteur de l'électricité est géré dans la province.

Le PIR d'Énergie NB est influencé par un certain nombre de dispositions et d'exigences énoncées dans la *Loi sur l'électricité*. L'article 100 de la *Loi sur l'électricité* établit la nécessité d'un plan intégré des ressources. Il énumère plusieurs éléments qui doivent être inclus dans le plan intégré des ressources, et il fixe les délais prescrits pour la présentation au Conseil exécutif du gouvernement du Nouveau-Brunswick et l'approbation par celui-ci. En vertu du paragraphe 100(2), le plan intégré des ressources doit être élaboré par la Société conformément aux principes du service au moindre coût, de la durabilité économique et environnementale et de la gestion des risques.

La *Loi sur l'électricité* comprend aussi des directives en matière de politique gouvernementale qui orientent la planification du service public ; notamment, en vertu de l'article 68, Énergie NB :

- doit réaliser une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres (paragraphe 68[a]) ;
- doit veiller à ce que les Néo-Brunswickois aient un accès sécuritaire, sûr et équitable à un approvisionnement en électricité, au coût le moins élevé (paragraphe 68[b]) ;
- doit tenir compte des objectifs en matière de politique énoncés ci-dessus et, dans la mesure du possible, veiller à ce que les tarifs pour les ventes d'électricité dans la province soient maintenus le plus bas possible et à ce que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles d'année en année (paragraphe 68[c]).

La *Loi sur l'électricité* stipule également qu'Énergie NB doit promouvoir, élaborer et exécuter des programmes d'efficacité énergétique, de conservation énergétique et de gestion de la demande au Nouveau-Brunswick. En 2022, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a prescrit par voie réglementaire<sup>16</sup> des objectifs minimaux en matière d'efficacité énergétique pour l'électricité, comme le résume le tableau 4.1.

<sup>15</sup> « Notre voie vers la décarbonisation et la résilience aux changements climatiques ». *Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick 2022-2027*. <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/Promo/climate/plan-daction-sur-les-changements-climatiques.pdf>

<sup>16</sup> *Règlement du Nouveau-Brunswick 2022-74 pris en vertu de la Loi sur l'électricité (D.C. 2022-287)*. <https://www.canlii.org/fr/nb/legis/regl/regl-du-n-b-2022-74/derniere/regl-du-n-b-2022-74.html>

Table 4.1 : Objectifs minimaux en matière d'efficacité énergétique (pourcentage des ventes d'électricité dans la province)

Année	Objectif de réduction
2023-2024	0,50 %
2024-2025	0,55 %
2025-2026	0,60 %
2026-2027	0,65 %
2027-2028	0,70 %
2028-2029 et au-delà	0,75 %

#### 4.2 Le Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité

En 2015, le gouvernement du Nouveau-Brunswick s'est engagé à établir d'autres sources d'énergie renouvelable dans la province. Le *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité*<sup>17</sup> oriente l'établissement d'autres sources d'énergie renouvelable au Nouveau-Brunswick. En vertu de ce règlement, 40 % des ventes totales d'électricité d'Énergie NB dans la province doivent être de l'électricité issue de ressources renouvelables.

Même si le règlement vise à diminuer la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et les émissions, un tel objectif pourra être atteint par la réduction de la consommation d'énergie grâce à l'efficacité énergétique ou l'acquisition d'installations d'énergie renouvelable. Dans de nombreux cas, la réduction de la consommation d'énergie par l'intermédiaire de programmes d'efficacité énergétique est plus rentable que la construction de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable.

L'efficacité énergétique contribue aussi à l'atteinte des objectifs environnementaux du Nouveau-Brunswick. Énergie NB a considérablement élargi la portée de ses programmes d'efficacité énergétique au cours des dernières années et continuera sur cette voie. La réduction et le déplacement de la consommation d'électricité permettront de réduire le besoin de production future à partir de centrales alimentées aux combustibles fossiles, ce qui augmentera du coup le pourcentage des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick comblés au moyen de sources d'énergie renouvelable. Des programmes novateurs menant à d'importantes réductions de la consommation permettront à Énergie NB de maintenir ou de dépasser le taux de 40 % des objectifs de la norme d'inclusion de ressources renouvelables de la façon la plus économique et efficace qui soit, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

Le *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité* établit également le programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle à l'intention des entreprises des Premières Nations et le programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie, lesquels contribuent à l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables précédemment décrit. Au cours de l'exercice 2019-2020, Énergie NB a ajouté 38 MW d'énergie éolienne produite dans le cadre du programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle et détenue par les communautés des Premières Nations.

<sup>17</sup> *Règlement du Nouveau-Brunswick 2015-60 pris en vertu de la Loi sur l'électricité (D.C. 2015-263).*  
<https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/ag-pg/PDF/RegulationsReglements/2015/2015-60.pdf>

Les objectifs principaux du *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité* sont<sup>18</sup> :

- des prix d'énergie bas et stables : l'intégration d'autres sources d'énergie renouvelables pour aider à protéger les contribuables contre la volatilité des coûts de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles
- la sécurité énergétique : l'établissement d'autres sources d'énergie renouvelable auprès d'entreprises des Premières Nations amoindrira la dépendance d'Énergie NB à l'égard des combustibles fossiles importés
- la responsabilité environnementale : l'apport d'autres sources d'énergie renouvelable réduira les émissions de gaz à effet de serre et les émissions connexes d'Énergie NB en réduisant la production d'électricité à partir de combustibles fossiles

### 4.3 Règlements sur les émissions de gaz à effet de serre

En 2015, le Canada ainsi que 194 autres pays ont signé l'Accord de Paris et ils se sont engagés collectivement à réduire les émissions à l'échelle mondiale<sup>19</sup>. En mars 2016, les premiers ministres ont publié la Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques<sup>20</sup>, qui comporte une réduction ciblée des émissions de l'ordre de 30 % par rapport aux taux de 2005, à l'échelle nationale, d'ici 2030. En 2021, le Canada a instauré la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*<sup>21</sup>, qui prévoit des réductions d'émissions de l'ordre de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Cette loi fixe également la cible visant à atteindre la carboneutralité pour l'ensemble de l'économie d'ici 2050. Le Nouveau-Brunswick s'est fixé pour objectif de réduire les émissions de GES de la province à 10,7 mégatonnes (Mt) d'ici 2030<sup>22</sup>. En 2022, le Nouveau-Brunswick a publié son dernier plan d'action sur les changements climatiques (2022-2027), dans lequel la province s'engage à réduire ses émissions de GES en vue d'atteindre l'objectif d'une production nette zéro d'ici 2050<sup>23</sup>.

---

<sup>18</sup> Norme de portefeuille renouvelable (3 mars 2023). Ministère des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie du Nouveau-Brunswick.

<sup>19</sup> « L'Accord de Paris », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 6 janvier 2026. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/accord-paris.html>

<sup>20</sup> « Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques », Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes, modifiée pour la dernière fois le 3 mars 2026. <https://scics.ca/fr/product-produit/declaration-de-vancouver-sur-la-croissance-propre-et-les-changements-climatiques/>

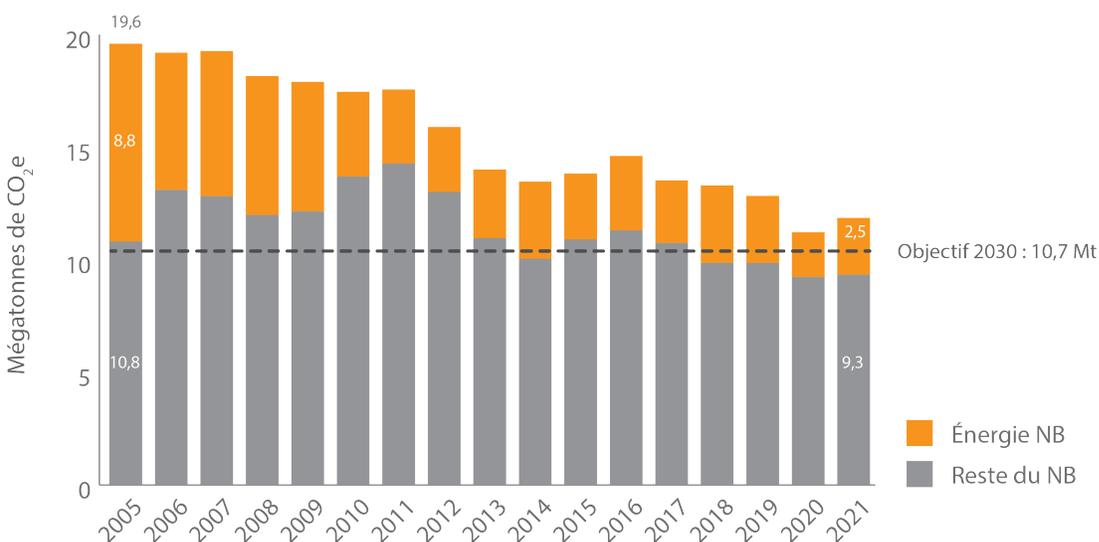
<sup>21</sup> Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité (L.C. 2021, ch. 22). <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-19.3/TexteCompleet.html>

<sup>22</sup> Loi sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick (LN-B 2018, c 11 1). <https://canlii.ca/t/6cx29>

<sup>23</sup> « Notre voie vers la décarbonisation et la résilience aux changements climatiques ». Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick 2022-2027. <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/Promo/climate/plan-daction-sur-les-changements-climatiques.pdf>

Figure 4.1 : Émissions de gaz à effet de serre recensées au Nouveau-Brunswick de 2005 à 2021<sup>24,25</sup>

En 2005, les émissions de gaz à effet de serre du Nouveau-Brunswick s'élevaient à 19,6 Mt. L'objectif de 10,7 Mt d'émissions d'ici 2030 représente une réduction de 45 %, ce qui correspond à l'objectif fédéral d'une réduction de 40 à 45 %.



Le Nouveau-Brunswick a fait des progrès considérables vers cet objectif : les émissions provinciales s'élevaient à 11,8 Mt en 2021 (soit une réduction de 40 % par rapport à 2005). Énergie NB a contribué au succès de la province en réduisant ses émissions de 6,3 Mt depuis 2005 (à 2,5 Mt en 2021, soit une réduction de 72 %). Les mesures prises par Énergie NB, dont certaines résultent de changements apportés à la réglementation gouvernementale, ont contribué à cette réduction, notamment :

- l'ajout de 352 MW de production d'énergie éolienne depuis 2007, dont 38 MW de nouvelle capacité éolienne d'entreprises des Premières Nations en 2019-2020
- la fermeture de deux centrales à combustible fossile, l'une en 2010 et l'autre en 2012
- la remise en état du premier réacteur nucléaire CANDU-6 au monde en 2012
- l'augmentation à plus de 40 % de la proportion d'énergie renouvelable (51 % en 2020-2021, et 42 % en 2021-2022)
- l'ajout de 20 MW de production intégrée depuis 2010
- l'augmentation de l'efficacité énergétique par l'intermédiaire de programmes de gestion de la demande, ce qui s'est traduit par une réduction de 87 MW de la demande de pointe depuis 2013

La centrale électrique nucléaire de Point Lepreau est le fournisseur d'énergie décarbonisée le plus important au Nouveau-Brunswick. La centrale satisfait environ 35 % des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick et évite l'émission annuelle d'environ 4 Mt de gaz à effet de serre dans l'environnement. Énergie NB prévoit qu'au moins 75 % des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick seront satisfaits par des sources sans carbone chaque année jusqu'en 2029. Par la suite, ce chiffre augmentera considérablement pour atteindre près de 100 % en 2035 et au-delà.

<sup>24</sup> « Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada », partie 3, modifié pour la dernière fois le 14 avril 2023. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/sources-puits-sommaire-2023.html>

<sup>25</sup> Les données sur les émissions d'Énergie NB sont établies à partir de données internes pour les installations appartenant à Énergie NB.

Énergie NB envisage également de prendre des mesures pour favoriser la réduction des émissions de carbone dans toute la province, notamment :

- lancer une demande de déclaration d'intérêt pour de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable, notamment 200 MW d'énergie éolienne, 15 MW d'énergie solaire, cinq MW d'énergie marémotrice et 50 MW de stockage par batterie de quatre heures (février 2023)
- continuer à augmenter les économies réalisées dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique pour atteindre 0,75 % des ventes d'ici 2028-2029
- favoriser la décarbonisation d'autres secteurs au moyen de l'électrification des secteurs du transport, du chauffage et de l'industrie
- poursuivre les grands projets qui permettraient la transition du secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick vers la consommation nette zéro, y compris, mais sans s'y limiter, les projets suivants
  - projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac
  - développement de petits réacteurs modulaires
  - boucle de l'Atlantique
  - conversion de la centrale électrique de Belledune à la biomasse durable
- établir un tarif d'énergie propre pour encourager les clients à vouloir atteindre une consommation nette zéro d'ici 2035<sup>26</sup>

En 2022, la province du Nouveau-Brunswick a publié un nouveau plan d'action sur les changements climatiques<sup>27</sup> qui prévoit de nouvelles mesures progressives par rapport au plan précédent. Nombre de ces mesures contribuent au processus de planification intégrée des ressources, dont certaines sont brièvement résumées ci-dessous.

**Table 4.2 : Sommaire des principales mesures du plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick**

Mesure	Description
4 et 5	Soutenir et promouvoir l'adoption de véhicules électriques et d'autres véhicules non polluants
7	Élaborer une stratégie pour une électricité propre d'ici 2025 afin de parvenir à des émissions nettes nulles d'ici 2035
8	Continuer à élargir les offres en matière d'efficacité énergétique pour tous les combustibles
9	Favoriser la production et l'utilisation de combustibles renouvelables (hydrogène et gaz naturel renouvelable)
10	Éliminer l'utilisation du mazout de chauffage
11	Accélérer l'adoption du Code national de l'énergie pour les bâtiments et du Code national du bâtiment du Canada dans le but de réaliser des constructions prêtes pour la consommation énergétique nette zéro d'ici 2030

#### 4.3.1 Élimination progressive du charbon

En 2018, le gouvernement fédéral a annoncé l'élimination progressive de la production à partir du charbon d'ici 2030<sup>28</sup>. En vertu de ce règlement, la centrale de Belledune devra cesser de brûler du charbon en 2030, soit 10 ans avant la date prévue de sa mise hors service. La mise hors service est prévue en décembre 2040. La centrale de Belledune est une source fiable d'énergie à faible coût ; elle est la deuxième plus importante

<sup>26</sup> Instance 529 de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

<sup>27</sup> « Notre voie vers la décarbonisation et la résilience aux changements climatiques ». Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick 2022-2027. <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/Promo/climate/plan-daction-sur-les-changements-climatiques.pdf>

<sup>28</sup> « L'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon au Canada franchit une autre étape importante », le 12 décembre 2018. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2018/12/lelimination-progressive-de-la-production-deelectricite-a-partir-du-charbon-au-canada-franchit-une-autre-etape-importante.html>

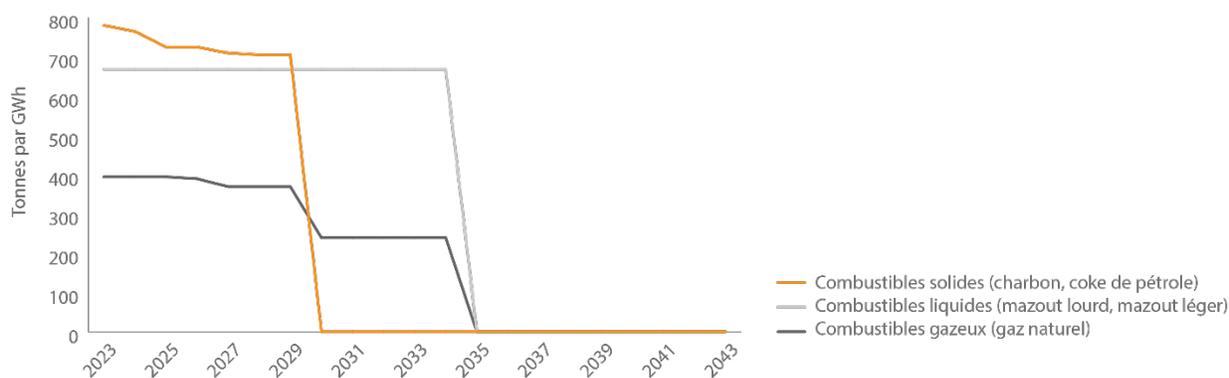
source d'énergie pour les Néo-Brunswickois, après la centrale de Point Lepreau. L'élimination progressive de la production à partir du charbon nécessite des investissements importants soit dans de nouvelles infrastructures pour permettre l'utilisation de carburants de remplacement à la centrale de Belledune, soit dans une nouvelle production présentant des caractéristiques de fonctionnement similaires (c'est-à-dire une production fiable et prévisible [répartissable] offrant la possibilité de fonctionner à charge minimale). Énergie NB étudie les possibilités pour continuer à exploiter la centrale de Belledune au-delà de 2030 au moyen de carburants de remplacement. Parmi ces options, on compte la biomasse traditionnelle, la biomasse torréfiée, le gaz naturel liquéfié, le gaz naturel renouvelable et le gaz naturel conventionnel.

#### 4.3.2 Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement

Le PIR repose sur le système fédéral de tarification fondé sur le rendement pour les grands émetteurs<sup>29</sup>. Ces émetteurs sont des installations ou des centrales électriques qui émettent plus de 50 kt de gaz à effet de serre par an. Pour Énergie NB, les centrales réglementées sont celles de Belledune, de Coleson Cove et de Bayside.

La tarification du carbone dans le cadre du système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick s'élève à 65 \$ par tonne en 2023. Il est réglementé de manière à augmenter de 15 \$ par tonne chaque année jusqu'à ce qu'il atteigne 170 \$ par tonne en 2030<sup>30</sup>. Les normes de rendement<sup>31</sup> varient selon le type de combustible et deviennent plus rigoureuses 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-Brunswick<sup>32</sup>.

Figure 4.2 : Normes d'intensité des émissions dans le cadre du système de tarification fondé sur le rendement au Nouveau-Brunswick



Après 2030, la norme de rendement pour les combustibles solides passera à zéro. Pour les combustibles liquides et gazeux, on suppose qu'ils resteront aux niveaux de 2030 jusqu'en 2035, date à laquelle ils deviendront pratiquement nuls, dans la mesure où le Règlement sur l'électricité propre deviendra la politique dominante en matière de tarification et de contrôle des émissions.

Les installations qui émettent moins de 50 000 tonnes par an (par exemple Millbank et Ste-Rose) ne sont soumises à aucune norme de rendement ; le prix du carbone s'applique à toutes les émissions.

<sup>29</sup> Règlement du Nouveau-Brunswick pris en vertu de la Loi sur les changements climatiques (D.C. 2021-152). <https://www.canlii.org/fr/nb/legis/regl/regl-du-n-b-2021-43/derniere/regl-du-n-b-2021-43.html>

<sup>30</sup> Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (L.C. 2018, ch. 12, art. 186). <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/g-11.55/TexteComplet.html>

<sup>31</sup> Le système de tarification fondé sur le rendement utilise une norme de rendement sous la forme d'émissions moyennes par unité de puissance électrique. Le service public ne paierait que les émissions qui dépassent la norme d'intensité. Par exemple, si la norme de rendement est fixée à 370 tonnes par gigawattheure, par exemple, et que l'intensité réelle des émissions d'une station s'élève à 470 tonnes par gigawattheure, la partie qui dépasse les 370 tonnes par gigawattheure, soit 100 tonnes, sera assujettie au prix du carbone.

<sup>32</sup> Règlement du Nouveau-Brunswick 2022-83 pris en vertu de la Loi sur les changements climatiques (D.C. 2022-316). <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/ag-pg/PDF/RegulationsReglements/2022/2022-83.pdf>

### 4.3.3 Carboneutralité d'ici 2035 (Règlement sur l'électricité propre)

Le gouvernement du Canada élabore actuellement le règlement sur l'électricité propre, qui limiterait considérablement l'exploitation des installations de production d'électricité dont les émissions ne sont pas réduites. En juillet 2022, Environnement et Changement climatique Canada a publié certains principes du Règlement sur l'électricité propre<sup>33</sup> pour commentaires. Le Règlement sur l'électricité propre est fondé sur trois principes fondamentaux :

- les centrales qui émettent des gaz devront être équipées d'une capacité de captage et de stockage du carbone ou être alimentées par des combustibles non polluants afin de limiter leurs émissions
- toutes les émissions seront soumises à la tarification du carbone (ce qui élimine l'approche fondée sur les normes d'intensité utilisée dans le système de tarification fondé sur le rendement
- le règlement comprend une disposition autorisant l'exploitation limitée des centrales polluantes afin d'intégrer les sources d'énergie renouvelables et de maintenir la fiabilité

Pour tenir compte des répercussions du Règlement sur l'électricité propre, Énergie NB a formulé les hypothèses suivantes pour les années 2035 et au-delà du plan :

- limiter l'exploitation de toute centrale thermique non soumise au règlement à un facteur de capacité de cinq % ou moins
- remplacer le système de tarification fondé sur le rendement par un prix simplifié de 170 \$ par tonne pour l'ensemble du carbone

Il reste beaucoup d'incertitude quant à l'atteinte d'un réseau électrique à consommation nette zéro au Nouveau-Brunswick. Ces hypothèses servent à limiter les émissions d'Énergie NB dans tous les scénarios de base à une réduction de 98 % par rapport aux niveaux de 2005. Si ce plan ne prévoit pas l'élimination totale de toutes les émissions, il devrait tout de même servir à orienter les décideurs dans une direction durable. Le faible volume d'émissions restant pourra être traité de manière plus appropriée dans les PIR ultérieurs, à mesure que le paysage et les politiques futurs deviendront plus clairs. Aux fins du présent PIR, la réalisation des objectifs du Règlement sur l'électricité propre et la réduction de 98 % des émissions de gaz à effet de serre qui en résulte permettent d'atteindre l'objectif d'un réseau électrique à consommation nette zéro d'ici 2035. Après 2035, le réseau produira moins de 175 000 tonnes d'émissions. Le volume résiduel est l'équivalent d'éliminer le chauffage au mazout de 1 000 foyers, de retirer 3 500 véhicules à essence de la circulation ou de planter 350 000 arbres chaque année<sup>34</sup>.

---

<sup>33</sup> Cadre réglementaire proposé pour le règlement sur l'électricité propre (2022). <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/publications/cadre-reglementaire-propose-reglement-electricite-propre.html>

<sup>34</sup> On estime que les économies d'émissions de GES sur la durée de vie sont de 175 tonnes par maison chauffée au mazout, de 50 tonnes par véhicule à essence et de 0,5 tonne par arbre.

#### 4.4 Mandat d'Énergie NB

La lettre de mandat du gouvernement du Nouveau-Brunswick énonce les intentions et les attentes du gouvernement provincial à l'égard d'Énergie NB. Ces éléments tirés de la lettre de mandat de 2022-2023<sup>35</sup> ont un effet direct sur l'élaboration du PIR :

- collaborer avec le gouvernement provincial pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et atténuer les effets de la tarification du carbone, en tenant compte de ses répercussions sur les tarifs de l'électricité
- continuer à mettre en œuvre des programmes d'efficacité énergétique de la plus grande efficacité et de la plus grande valeur dans tous les secteurs et pour tous les combustibles lorsque le financement est assuré et en perturbant le moins possible le marché
- atteindre une structure du capital d'au moins 20 % de capitaux propres d'ici 2026-2027 au moyen de réductions de coûts et à d'autres mécanismes appropriés qui permettront de maintenir des taux bas et stables pour les gens du Nouveau-Brunswick
- continuer de travailler avec les collectivités de la province, en accordant une attention particulière aux communautés des Premières Nations, afin de nouer des liens de collaboration et des partenariats dans le secteur de l'électricité
- continuer à soutenir et à faire progresser le projet de petits réacteurs modulaires avec les différentes contreparties et soutenir les efforts visant à obtenir un financement fédéral pour les réacteurs de pointe à la centrale nucléaire de Point Lepreau
- continuer à respecter le mandat de la Corporation de commercialisation de l'énergie du Nouveau-Brunswick, c'est-à-dire d'importer et d'exporter de l'énergie
- continuer à soutenir Environnement et Changement climatique Canada dans la réalisation des objectifs du Plan d'action sur les changements climatiques, notamment en créant des possibilités supplémentaires de développement de l'électricité propre
  - il s'agit notamment de relancer le programme de production intégrée et de créer des possibilités pour des projets communautaires supplémentaires en matière d'énergie renouvelable
- continuer à être l'agent d'exécution du programme d'encouragement pour les véhicules électriques (NBranché) et des programmes d'efficacité énergétique, et adapter les programmes en fonction du financement et de la direction

## 5 Hypothèses économiques

Afin d'élaborer un plan intégré permettant de conserver des tarifs rentables et stables, Énergie NB effectue diverses analyses économiques pour déterminer les répercussions financières des ressources potentielles du côté de l'offre (comme une grosse centrale) et de la demande (mesures axées sur le client). Les paramètres financiers utilisés pour les analyses du PIR sont les suivants :

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

Énergie NB reconnaît les pressions inflationnistes importantes qui ont été et continuent d'être ressenties au Canada. À court terme, les indices des prix à la consommation ont atteint plus de sept %. Énergie NB reconnaît les effets à court terme de cette augmentation et tient compte d'une inflation plus élevée que la normale au cours des premières années de la période visée par le PIR.

### 5.1 Indice des prix à la consommation

L'indice des prix à la consommation (IPC) est utilisé pour ajuster les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA), ainsi que les dépenses en capital régulières pour les années à venir. L'IPC pour 2022-2023 devrait s'élever à sept % pour chuter à 2,9 % en 2023-2024 et baisser progressivement à deux % par an à partir de 2026-2027. Cette prévision est issue des données du Conference Board du Canada (CBdC) publiées le 31 octobre 2022<sup>36</sup>.

<sup>35</sup> Lettre de mandat d'Énergie NB pour 2023-2024.

<sup>36</sup> Données liées aux taux trimestriels/prévisions du Conference Board du Canada d'octobre 2022.

## 5.2 Taux de change

Le taux de change à long terme supposé dans le présent PIR est de 1,30 \$ (USD/CAD)<sup>37</sup>. Ce taux est le taux de change historique moyen sur six ans, publié par le CBdC et est utilisé à partir de l'exercice 2029-2030 jusqu'à la fin de la période. Les données prévisionnelles du CBdC ont été utilisées pour les exercices 2022-2023 à 2025-2026, tandis qu'un ajustement linéaire progressif à 1,30 \$ (USD/CAD) a été supposé pour les exercices 2026-2027 à 2028-2029.

## 5.3 Coût moyen pondéré du capital

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est le calcul du coût du capital après impôt d'une entreprise, où chaque source de capital (dettes et capitaux propres) est pondérée proportionnellement. Le CMPC est couramment utilisé par les entreprises pour actualiser les flux de trésorerie dans l'évaluation des décisions d'investissement.

Table 5.1 : Coût moyen pondéré du capital

Promoteur	Cote de solvabilité	Ratio d'endettement	Ratio capitaux propres/actifs	Taux des obligations à long terme <sup>38</sup>	Ventilation (points de base) <sup>39</sup>	Commission de garantie	Taux d'intérêt	Rendement des capitaux propres	CMPC
Investisseur privé	BBB	60 %	40 %	3,37 %	210	0,00 %	5,47 %	11 %	7,68 %
Énergie NB	A+	80 %	20 %	3,37 %	97	0,65 %	4,99 %	10 %	5,99 %

Un promoteur d'électricité appartenant à un investisseur réputé et solvable bénéficie d'une cote de solvabilité BBB<sup>40</sup>. La cote de solvabilité des entreprises publiques, telles qu'Énergie NB, est censée être la même que celle de l'entité publique qui les parraine. La cote de solvabilité du gouvernement du Nouveau-Brunswick est de A+<sup>41</sup>. Pour les projets mis au point par Énergie NB, on suppose que ces projets sont financés à 80 % par la dette, et une garantie de 0,65 % s'applique. On suppose également que le rendement des capitaux propres d'Énergie NB est semblable au rendement des capitaux propres autorisé dans le tarif d'accès au réseau de transport pour le capital, soit 10 %. On suppose qu'une entreprise de services publics appartenant à un investisseur aurait un ratio d'endettement de 60 % et un rendement des capitaux propres de 11 %.

Le tableau 5.1 montre deux calculs pour le CMPC. L'un représente une société de la Couronne publique comme Énergie NB. L'autre représente une société détenue par un investisseur privé. Dans le PIR, Énergie NB suppose que le CMPC est de 5,99 % par rapport à 7,68 % pour les investisseurs privés. Un CMPC plus faible se traduit par un coût global moins élevé pour les Néo-Brunswickois dans le cadre d'un projet donné.

## 6 Prévisions relatives aux prix du marché des combustibles et de l'électricité

Énergie NB exploite un réseau électrique diversifié l'amenant à dépendre directement de diverses sources de combustible (par exemple, le charbon, le mazout lourd, le mazout léger, le gaz naturel et l'énergie nucléaire). Elle est également assujettie aux prix des combustibles de base au titre d'accords d'achat d'énergie et d'achats d'électricité sur le marché de gros. Forte d'un assortiment diversifié de combustibles, Énergie NB peut souvent atténuer les risques de prix associés aux produits de base à titre individuel. La gamme de combustibles en question est complétée par une stratégie de couverture globale visant à réduire

<sup>37</sup> Données liées aux taux trimestriels/prévisions du Conference Board du Canada d'octobre 2022.

<sup>38</sup> Le taux des obligations à long terme est la somme des taux CAD à long terme de la CBdC et des écarts de la province du NB extraits de Bloomberg en novembre 2022.

<sup>39</sup> Calculé à partir d'une analyse interne des taux des obligations canadiennes (octobre 2022).

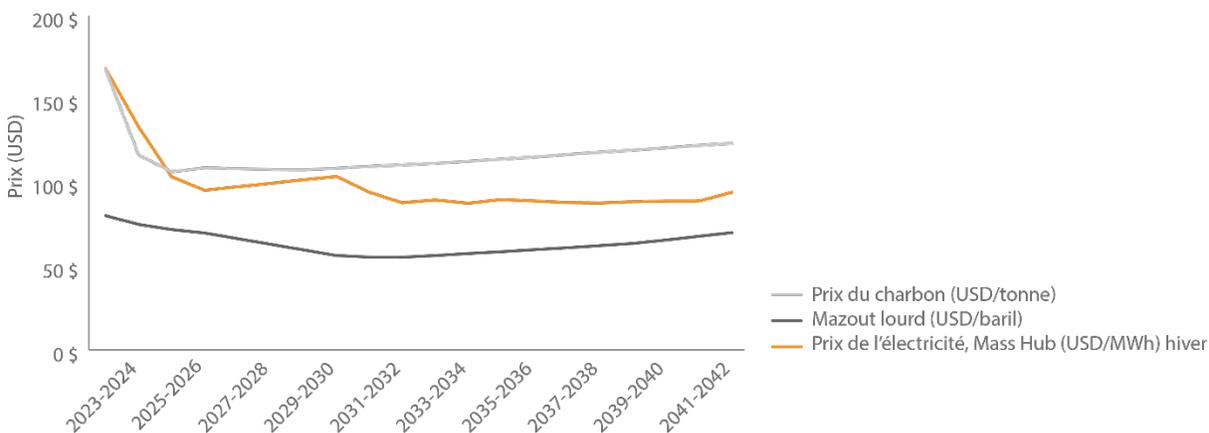
<sup>40</sup> Cotes de solvabilité tirées de Bloomberg, février 2023.

<sup>41</sup> Cotes de solvabilité tirées de Bloomberg, février 2023.

les risques liés aux fluctuations à court terme des prix du marché des combustibles et de l'électricité et à mieux en planifier les répercussions sur les prix de l'électricité.

Pour élaborer une prévision quant au prix des combustibles pour le PIR, Énergie NB a utilisé une combinaison de prix à terme tirés de son budget de 2023-2024 et de prévisions à long terme élaborées par son conseiller en prévision du prix des combustibles, Energy Ventures Associates, mises à jour en octobre 2022. Les figures 6.1 et 6.2 présentent certaines données tirées des prévisions résultantes. Les prévisions du prix des combustibles ne comprennent pas le coût du transport ni d'autres coûts et frais qui seraient imputables à Énergie NB, comme les taxes sur le carbone, car ces coûts sont prévus dans les hypothèses de modélisation.

Figure 6.1 : Prévisions des prix des combustibles et de l'électricité

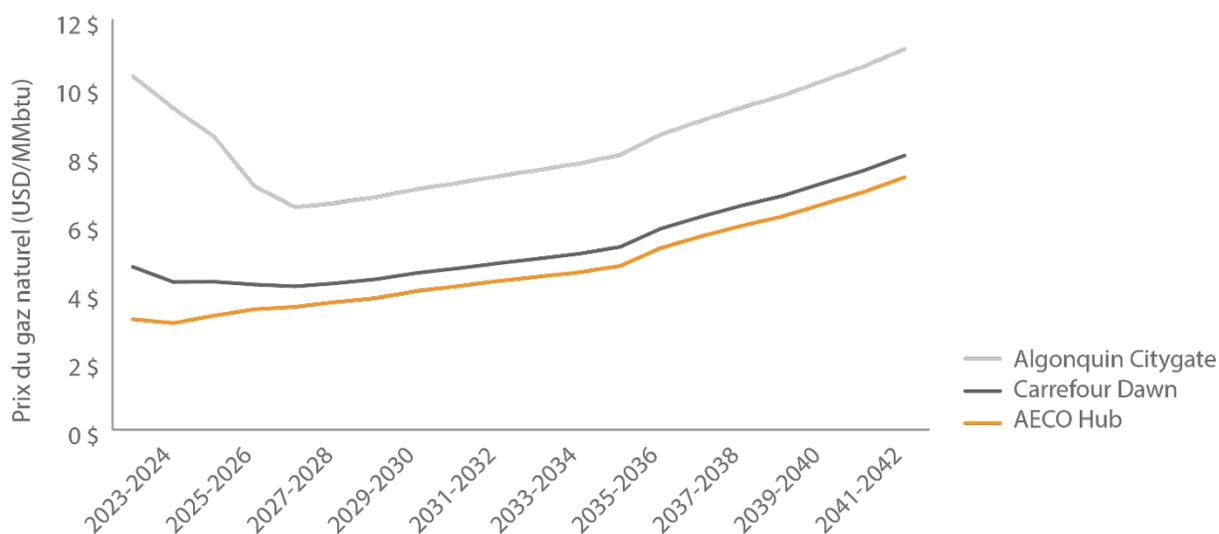


Les prix des combustibles restent plus élevés à court terme en raison de la persistance des événements géopolitiques. À long terme, cependant, on s'attend à ce que les prix des produits de base reviennent à la normale.

Les prix du marché de l'électricité présentés à la figure 6.1 proviennent du pôle du Massachusetts (Mass Hub). Ils sont en étroite corrélation avec ceux du gaz naturel. L'indice des prix du Mass Hub est un indicateur clé pour toute importation ou exportation d'électricité achetée ou vendue par Énergie NB sur le marché de gros. Le mazout lourd est le principal combustible utilisé par la centrale électrique de Coleson Cove. Le charbon est le principal combustible utilisé par la centrale électrique de Belledune jusqu'à 2030.

Le gaz naturel est utilisé par Grandview ainsi que par la centrale électrique de Bayside. On s'attend à ce que les prix élevés du gaz naturel et de l'indice Mass Hub résultant des problèmes géopolitiques persistent à court terme. À long terme, cependant, on s'attend à ce que les prix des produits de base reviennent à des niveaux normaux.

Figure 6.2 : Prévisions des prix du gaz naturel pour Algonquin Citygate<sup>42</sup>, le carrefour de Dawn<sup>43</sup> et le carrefour AECO<sup>44</sup>



Il peut être difficile d’obtenir du gaz naturel en plus de celui consommé par les centrales de Grandview et de Bayside pendant les périodes les plus froides de l’année. À des fins de sécurité énergétique, on suppose que les installations au gaz naturel ont besoin d’une voie de transport de gaz ferme ou d’une capacité bicarburant. La capacité de produire de l’électricité à partir de combustibles gazeux et liquides permettra également d’intégrer des combustibles renouvelables à l’avenir (par exemple, le biodiesel, le gaz naturel renouvelable, l’hydrogène).

Énergie NB s’est assurée une source d’approvisionnement à long terme et a effectué les réservations de gazoduc nécessaires à l’acheminement, dans la province, de gaz naturel à prix compétitifs depuis le carrefour AECO dans l’Ouest canadien. La centrale de Bayside, alimentée au gaz naturel, permet de réaliser d’importantes économies de carbone et de pétrole par rapport à l’utilisation du charbon et permet à Énergie NB de transférer la production électrique vers cette centrale à plus faibles émissions ; elle joue donc un rôle essentiel pour la fiabilité de l’électricité et la réduction des émissions.

Les hypothèses de tarification du gaz naturel utilisées dans le PIR dépendent des caractéristiques de fonctionnement de l’option d’approvisionnement en vue de la production.

Les générateurs à cycle combiné en sont un exemple. Ils sont relativement efficaces et fonctionnent à des facteurs de capacité plus élevés que d’autres générateurs moins efficaces, et ont souvent besoin d’un approvisionnement en combustible stable à plus long terme. Cela signifie qu’ils exigent des engagements fermes en ce qui concerne les volumes et le transport de combustible, présumé être facilité par le carrefour de Dawn.

Les centrales de pointe fonctionnent moins souvent et à des périodes irrégulières, c’est pourquoi les achats de gaz sur le marché au comptant au moyen du carrefour d’Algonquin Citygate représentent un prix du gaz naturel plus approprié pour les besoins du PIR. Les centrales de pointe doivent également pouvoir être alimentées par du mazout léger en cas de problèmes d’approvisionnement en gaz.

Pour chaque source de gaz naturel, on suppose que les prix à long terme resteront compétitifs par rapport à d’autres sources de combustible telles que le mazout lourd et les prix du marché de l’électricité. Énergie NB continue d’étudier d’autres sources de gaz naturel et d’autres options de transport.

<sup>42</sup> Algonquin Citygate est une plaque tournante des échanges de gaz naturel située au Massachusetts.

<sup>43</sup> Le carrefour de Dawn est une plaque tournante des échanges de gaz naturel située dans le sud-ouest de l’Ontario.

<sup>44</sup> Le carrefour AECO est une plaque tournante des échanges de gaz naturel située sud de l’Alberta.

## 7 Prédiction des charges

Chaque année, Énergie NB élabore une prédiction des charges, c'est-à-dire une projection des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick dans l'avenir, à des fins de budgétisation et de planification pour l'avenir. Le PIR 2023 repose sur les prévisions des charges d'Énergie NB pour 2023-2033, réalisées au printemps 2022. Dans le présent PIR, les scénarios d'électrification faible s'alignent sur les prévisions de charge 2023-2033, tandis que les scénarios d'électrification élevée tiennent compte des possibilités accrues pour les charges des véhicules électriques et l'électrification industrielle. Les sections suivantes décrivent les prévisions des charges pour l'électrification faible par catégorie de clients en tenant compte de la charge supplémentaire pour l'électrification élevée.

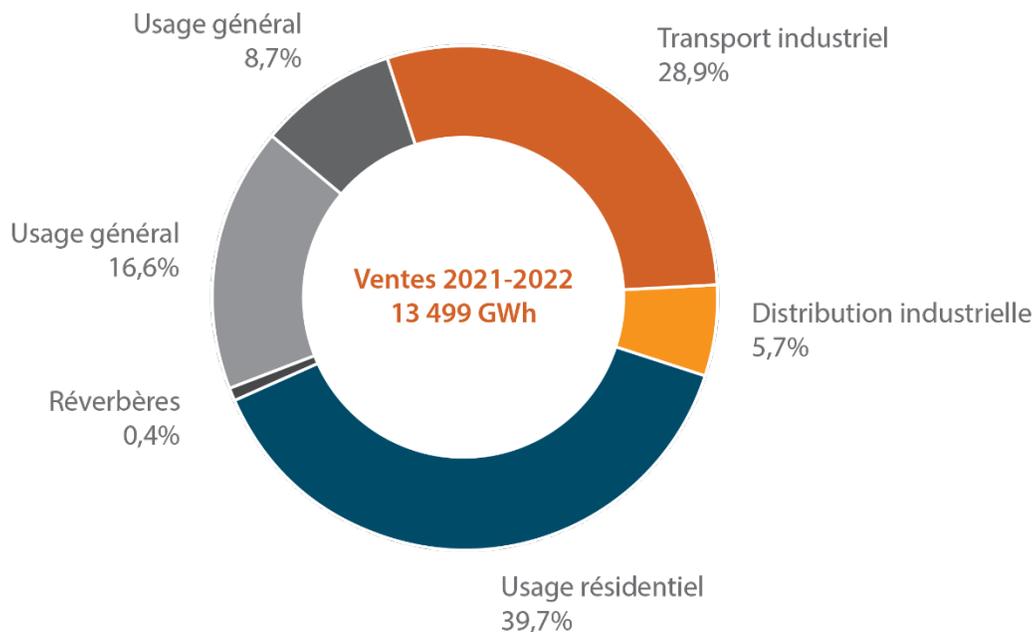
### 7.1 Catégories de clients

Dans le cadre de la prédiction des charges, les clients sont regroupés en six catégories en fonction de leurs habitudes de consommation d'électricité et de leurs types d'utilisation finale. Les clients d'un même groupe sont touchés par des facteurs similaires (p. ex. conditions météorologiques ou activité économique). Voici les six catégories de clients.

1. usage résidentiel
2. usage général
3. éclairage des rues
4. distribution industrielle
5. transport industriel
6. commerce de gros (y compris les ventes aux catégories de clients susmentionnées par les services publics municipaux de Saint John et d'Edmundston)

La figure 7.1 montre la proportion relative que représentent les ventes d'électricité d'Énergie NB à chacune des six catégories de clients pour l'exercice financier 2021-2022.

Figure 7.1 : Ventes totales pour 2021-2022



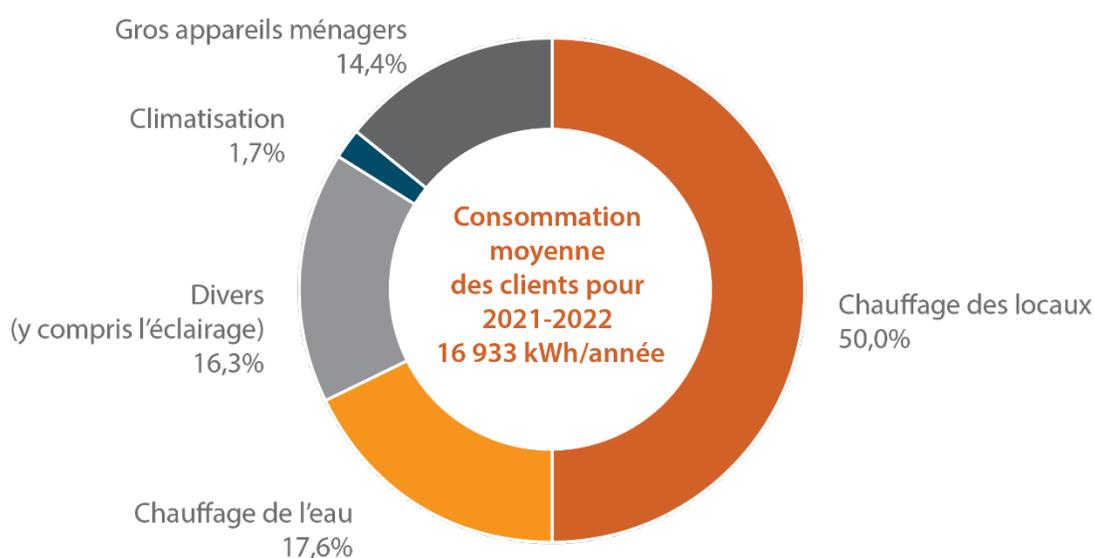
## 7.2 Usage résidentiel

En règle générale, les ménages types du Nouveau-Brunswick représentent plus de 95 % de la catégorie de clients résidentiels.

Au cours de l'exercice financier 2021-2022, les clients résidentiels représentaient 44 % des ventes totales d'énergie électrique dans la province (40 % directement par Énergie NB et 4,4 % par les services publics de gros).

La consommation d'électricité résidentielle est prévue à l'aide d'un modèle d'utilisation finale qui prévoit la consommation des différents types d'appareils et les regroupe pour la catégorie de clients. La consommation moyenne d'énergie des ménages comprend le chauffage électrique des locaux, le chauffage de l'eau et d'autres utilisations (appareils électroménagers, éclairage, climatisation).

Figure 7.2 : Consommation moyenne du client résidentiel pour 2021-2022



En 2021-2022, on comptait environ 360 000 clients résidentiels permanents au Nouveau-Brunswick, desservis directement ou indirectement par Énergie NB. De ce nombre, 320 000 étaient des clients directs d'Énergie NB et 40 000, des clients des services publics municipaux à Saint John et à Edmundston.

La croissance prévue pour le secteur résidentiel est attribuable à l'ajout de nouveaux clients. L'augmentation du nombre de clients est attribuable à la croissance de la population, ainsi qu'à la tendance sociétale de réduction de la taille des ménages, ce qui donne lieu à la répartition de la même population sur un plus grand nombre de foyers. L'augmentation de la consommation moyenne par les clients est compensée par les programmes de gestion de la demande mis en place par Énergie NB et par les choix naturels des clients en matière d'efficacité énergétique.

Le chauffage résidentiel de l'eau et des locaux est largement électrifié au Nouveau-Brunswick. Plus de 90 % des foyers du Nouveau-Brunswick sont déjà équipés de chauffe-eau électriques. Environ 70 % des foyers du Nouveau-Brunswick utilisent déjà l'électricité comme principale source de chauffage, et beaucoup d'autres comptent sur l'électricité pour compléter d'autres sources de chauffage.

Comme le chauffage des locaux au Nouveau-Brunswick continue de s'électrifier, l'augmentation des besoins en électricité résultant de l'abandon du mazout, du gaz naturel ou du bois au profit de l'électricité est compensée par l'efficacité énergétique et l'abandon des plinthes électriques au profit des thermopompes électriques dans toute la province. Les thermopompes sont plus efficaces que les plinthes, les chaudières électriques ou d'autres systèmes de chauffage similaires ; en effet, elles réduisent la consommation d'environ la moitié. En gros, chaque fois qu'un client remplace un système non électrique par une thermopompe au Nouveau-Brunswick, il remplace également un système de plinthes par une thermopompe, ce qui se traduit par un changement net minime, voire nul, de la consommation globale d'électricité pour le chauffage des locaux résidentiels. Le taux élevé d'adoption de thermopompes entraîne une augmentation de la demande de pointe en hiver, pour répondre aux besoins de chauffage des locaux, et en été, pour répondre aux besoins de climatisation.

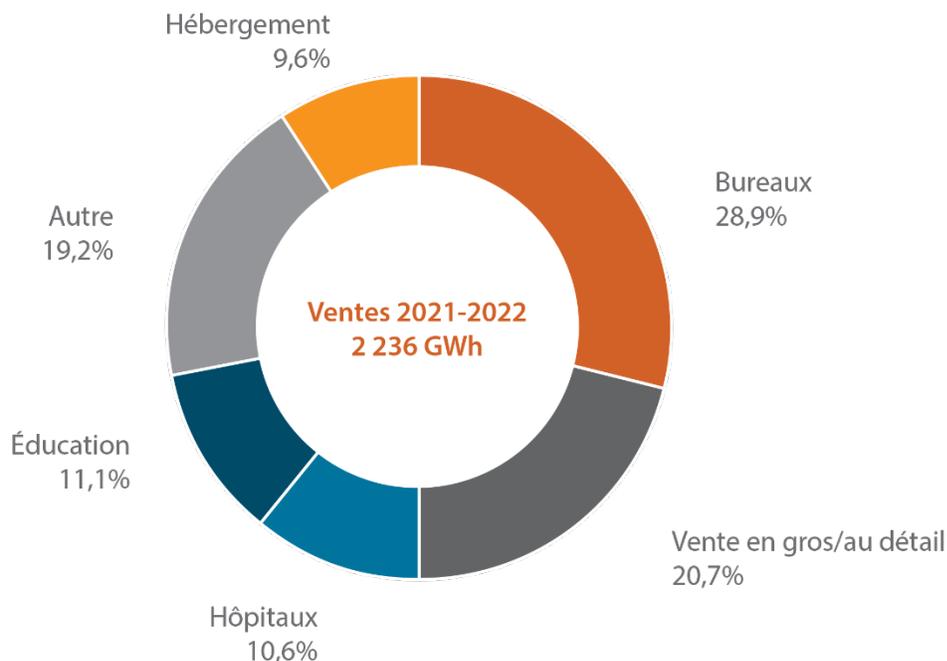
### 7.3 Usage général

La catégorie d'usage général comprend les établissements commerciaux (magasins de détail, hôtellerie, bureaux, etc.) ainsi que les institutions (hôpitaux, écoles, universités, etc.).

En mars 2022, Énergie NB desservait environ 27 000 clients d'usage général, tandis que les services publics de gros du Nouveau-Brunswick en desservaient environ 5 000, pour un total de 32 000.

Au cours de l'exercice financier 2021-2022, les clients d'usage général représentaient 21 % des ventes totales d'énergie électrique dans la province (17 % directement par Énergie NB et quatre % par les services publics de gros). La figure 7.3 montre le montant des ventes totales d'usage général d'Énergie NB par secteur.

Figure 7.3 : Ventes d'usage général pour 2021-2022



Environ 30 % des ventes d'usage général sont destinées au secteur institutionnel. Les autres ventes d'usage général au Nouveau-Brunswick reflètent le niveau d'activité commerciale et sont étroitement liées au produit intérieur brut (PIB) provincial. Les conditions météorologiques ont une incidence sur la quantité d'électricité nécessaire pour le chauffage ou la climatisation. Les prévisions qui touchent l'usage général reposent sur un modèle économétrique permettant d'associer les fluctuations du niveau des ventes aux fluctuations du PIB provincial et du nombre de degrés-jours de chauffage.

## 7.4 Usage industriel

Les clients industriels du Nouveau-Brunswick représentent environ 35 % de la consommation totale d'énergie dans la province.

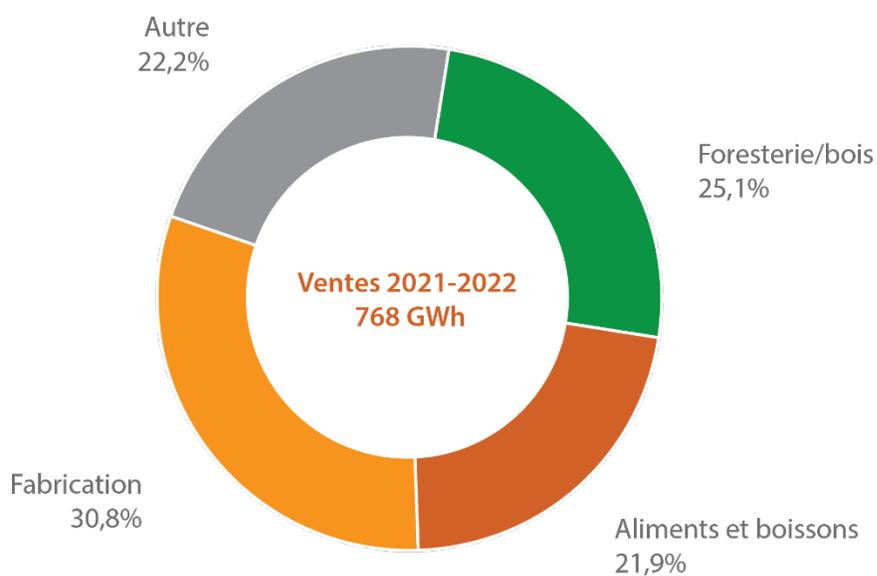
La clientèle industrielle se divise en deux groupes.

- clients de distribution industrielle (desservis par une tension de distribution de moins de 69 kV)
- clients de transport industriel (desservis par une tension de transmission de 69 kV ou plus)

## 7.5 Distribution industrielle

Énergie NB compte environ 1 800 abonnés industriels desservis par une tension de distribution (moins de 69 kV), et les ventes en gros à des services publics en comptent environ 70 autres pour un total de 1 870. Ensemble, ils représentent environ 6 % des besoins totaux en énergie électrique de la province.

Figure 7.4 : Ventes de distribution industrielle pour 2021-2022

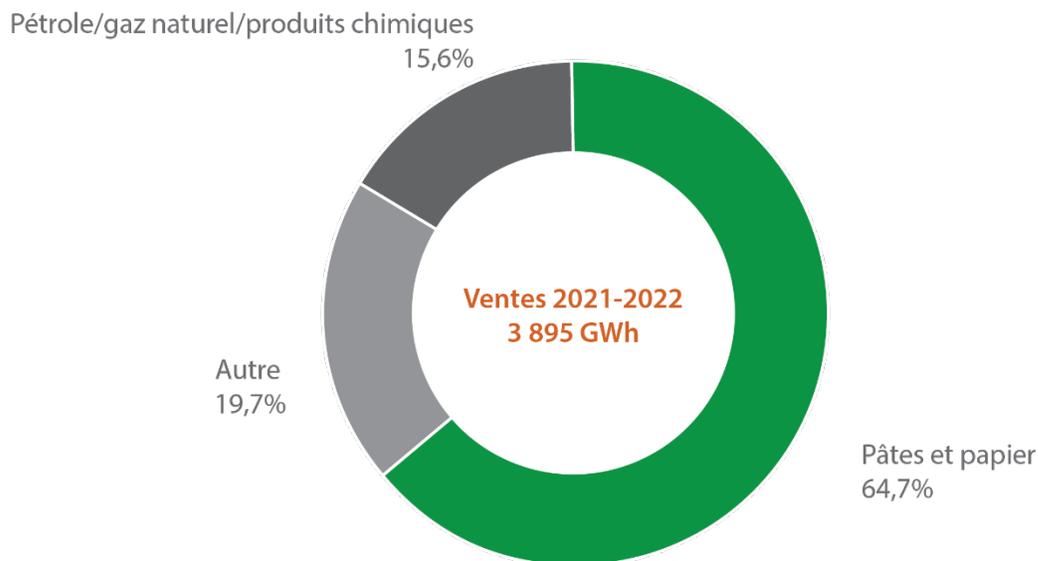


La prévision de la distribution industrielle utilise un modèle économétrique pour associer les fluctuations du niveau des ventes aux fluctuations du PIB provincial. L'augmentation prévue du PIB se traduira par une augmentation correspondante de la charge industrielle.

## 7.6 Transport industriel

Il y a 45 clients industriels desservis à des tensions de transport (69 kV et plus). Ces clients représentent la majorité des ventes du groupe industriel. La figure 7.5 montre les parts des ventes totales de transmission industrielle en 2021-2022 pour chacun des principaux groupes industriels.

Figure 7.5 : Ventes de transport industriel pour 2021-2022



Les prévisions pour ces clients sont effectuées à l'aide d'une méthodologie ascendante où les besoins de chaque client sont prévus individuellement. Les ajustements tels que la croissance pour l'électrification ou les réductions pour l'efficacité énergétique sont ensuite ajoutés au total cumulé.

### 7.7 Pertes du réseau

L'acheminement de l'électricité depuis les sources de production vers les clients se fait en trois étapes.

- transport à haute tension
- transformation à faible tension
- distribution aux clients à des tensions de service standard

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

La base des prévisions de pertes d'énergie dans le réseau de transport est le facteur de perte du tarif d'accès au réseau de transport<sup>45</sup>, actuellement de 3,3 %. Ce montant devrait rester constant au cours de la période de prévision. Les facteurs ou pourcentages de perte sont multipliés par la quantité d'énergie fournie par le réseau pour répondre aux besoins énergétiques totaux d'Énergie NB.

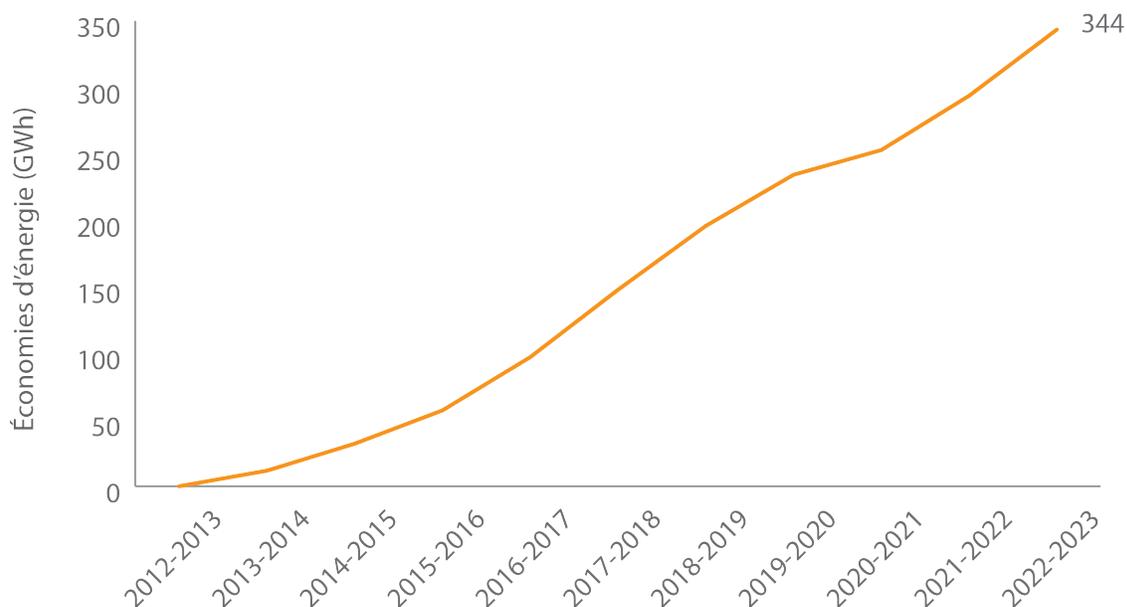
Les pertes de distribution sont planifiées en fonction d'une analyse de l'énergie fournie par le réseau de distribution par rapport aux ventes de distribution facturées. Les pertes d'énergie dans le réseau de distribution sont estimées à 3,9 % du total des ventes liées à la distribution pendant la période de prévision. De plus, un facteur de perte de 0,6 % aux transformateurs de sous-station est appliqué à tous les besoins en énergie de distribution, pour un total de 4,5 %.

<sup>45</sup> Le TART d'Énergie NB prévoit un facteur de perte de puissance réelle, qui est appliqué à tous les services de transport à l'intérieur du Nouveau-Brunswick et est soumis à l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

## 7.8 Gestion de la demande

Grâce à des investissements dans des programmes d'efficacité énergétique, Énergie NB a économisé plus de 344 GWh entre 2012-2013 et 2022-2023.

Figure 7.6 : Historique des économies sur la demande



Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a imposé des objectifs minimaux en matière d'efficacité énergétique qui atteindront 0,75 % des ventes à partir de l'exercice financier 2028-2029 et au-delà, comme l'indique le tableau 4.1. Ces programmes aideront les clients à gérer leurs coûts énergétiques et à réduire les besoins énergétiques globaux d'environ 11 à 14 % en 2042-2043. Les économies d'énergie prévues pour la période de prévision sont présentées à la figure 7.11.

## 7.9 Demande de pointe

La demande de pointe est un facteur essentiel à prendre en compte lors de la planification de l'exploitation du réseau et des nouvelles sources d'approvisionnement. Elle se définit comme le besoin énergétique maximal du réseau pendant une heure.

En tant que service public de pointe en hiver, Énergie NB connaît généralement les pointes les plus élevées en janvier et février, qui sont les mois les plus froids auxquels la province est confrontée. C'est pendant ces mois les plus froids que les Néo-Brunswickois comptent beaucoup sur leur système de chauffage pour assurer le confort de leur maison et de leur entreprise.

Comme le chauffage électrique des locaux est actuellement la source de chaleur la plus courante dans les foyers et les entreprises de la province, cette charge de chauffage est un facteur important qui contribue à la demande de pointe d'Énergie NB pendant les mois d'hiver, et on s'attend à ce que cette tendance se poursuive. L'essor des thermopompes à haut rendement réduira la consommation globale d'énergie, mais n'aura qu'un impact limité sur la demande de pointe. Pendant les températures les plus froides, l'efficacité des thermopompes diminue et certains foyers et entreprises devront recourir à d'autres sources de chauffage.

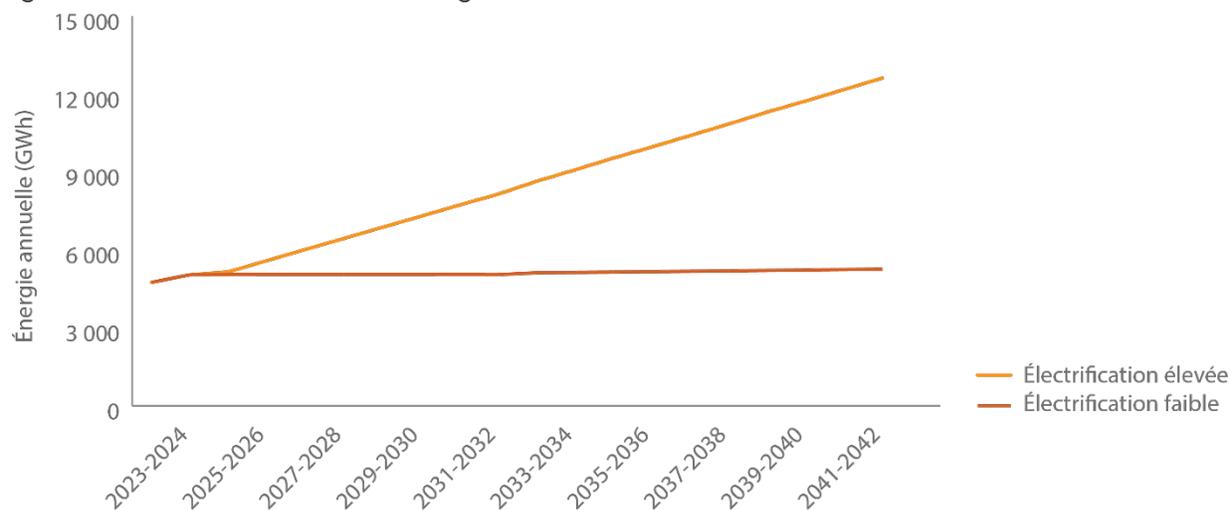
## 7.10 Scénarios d'électrification faible et d'électrification élevée

La charge totale des clients 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 2032-2033, les prévisions sont revues à la hausse par catégorie selon une technique qui repose sur des modèles de régression de séries chronologiques pour projeter la croissance de la charge. À partir des prévisions pour chaque secteur de clientèle, les données sont combinées pour créer les prévisions de charge totale dans la province. Les prévisions comprennent des estimations des mesures de conservation de l'énergie que les consommateurs devraient mettre en œuvre par eux-mêmes, sans qu'un programme de gestion de la demande soit offert par Énergie NB.

### 7.10.1 Électrification de l'industrie

Dans le cadre de la prévision de la charge liée à l'électrification faible, un facteur de croissance non attribué de 0,5 % a été appliqué annuellement pour tenir compte de la croissance supplémentaire de la charge industrielle (y compris l'électrification). La prévision de l'électrification faible ne tient pas compte des nouvelles charges potentielles importantes telles que la production d'hydrogène et d'ammoniac, l'émergence d'autres nouvelles industries ou les ventes fermes à l'exportation. La prévision de la charge d'électrification élevée ajoute 1 000 MW entre 2025-2026 et 2042-2043 pour représenter le potentiel des industries émergentes ou des ventes fermes à l'exportation. Le champ d'application de ces prévisions vise à tenir compte de l'incertitude concernant le volume potentiel des nouvelles charges industrielles à l'avenir.

Figure 7.7 : Prévisions des ventes d'énergie dans l'industrie



### 7.10.2 Électrification des transports

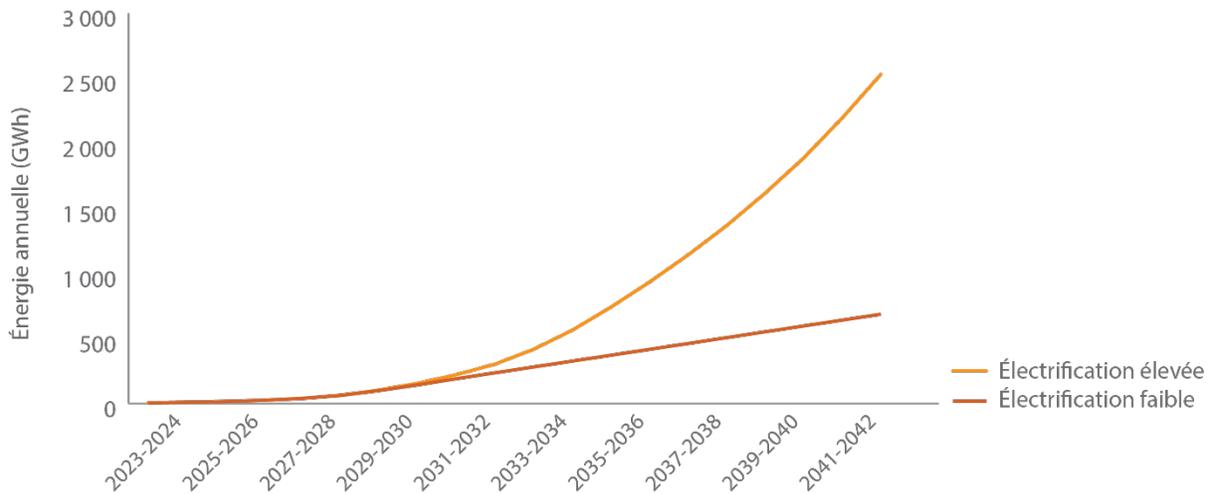
L'industrie des véhicules électriques est en plein essor et devrait entraîner des répercussions sur les prévisions d'énergie et celles de la demande dans l'avenir du Nouveau-Brunswick. Le tableau 7.1 présente une comparaison de l'adoption des véhicules électriques (VE) dans les prévisions de charge d'électrification faible et élevée. On suppose que 80 % de la recharge des véhicules utilitaires légers (VUL) se fait à domicile et 20 % dans le cadre des ventes de services généraux. On s'attend à ce que la recharge des véhicules moyens et lourds (VML) se produise sous forme de ventes de services généraux, de distribution industrielle ou de transport industriel.

Table 7.1 : Adoption des véhicules électriques

Année	Prévision de la charge - Électrification faible		Prévision de la charge - Électrification élevée	
	VUL	VML	VUL	VML
2023-2024	3 101	-	3 101	-
2032-2033	80 000	-	97 987	626
2042-2043	151 384	-	435 475	22 885

La figure 7.8 illustre les besoins énergétiques annuels combinés pour les VUL et les VML selon la projection élevée et la projection des prévisions de charge. Le scénario d'électrification élevée s'aligne sur l'objectif fédéral de 100 % des VUL d'ici 2035 et de 100 % des ventes de VML d'ici 2040. La croissance des ventes à court terme reste relativement faible en raison des goulets d'étranglement de la chaîne d'approvisionnement et des retards de production.

Figure 7.8 : Prévisions des besoins énergétiques annuels des véhicules électriques



## 7.11 Prévisions des charges finales

Les figures 7.9 et 7.10 présentent les prévisions de charge pour l'électrification faible et élevée, déduction faite des programmes d'efficacité énergétique envisagés<sup>46</sup>. Ces prévisions constituent le fondement sur lequel les analyses de l'offre et de la demande seront effectuées.

Figure 7.9 : Prévisions énergétiques provinciales après les économies d'efficacité énergétique

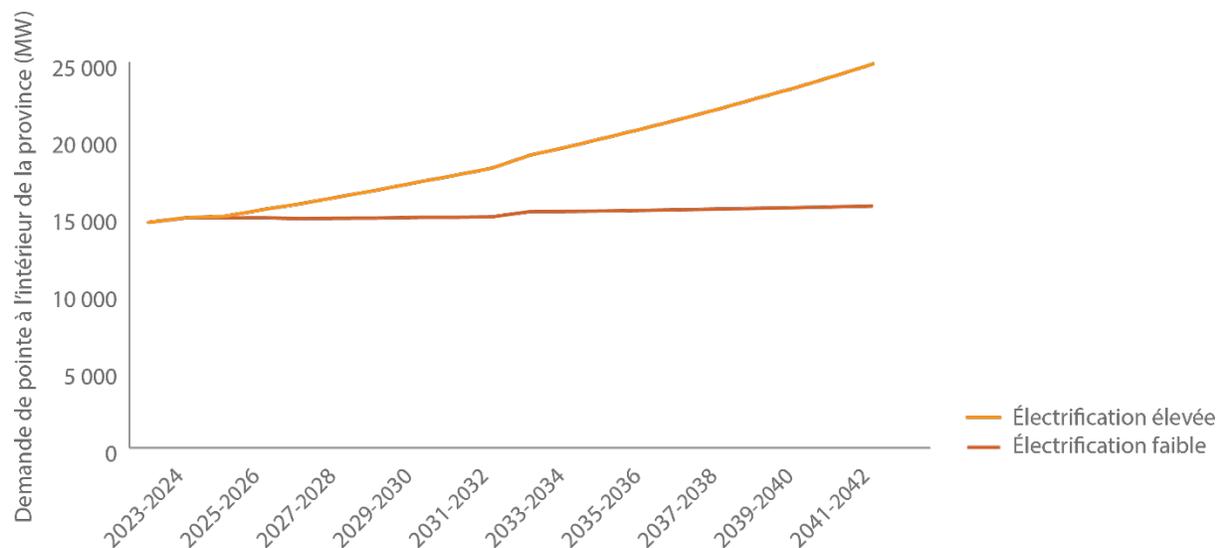
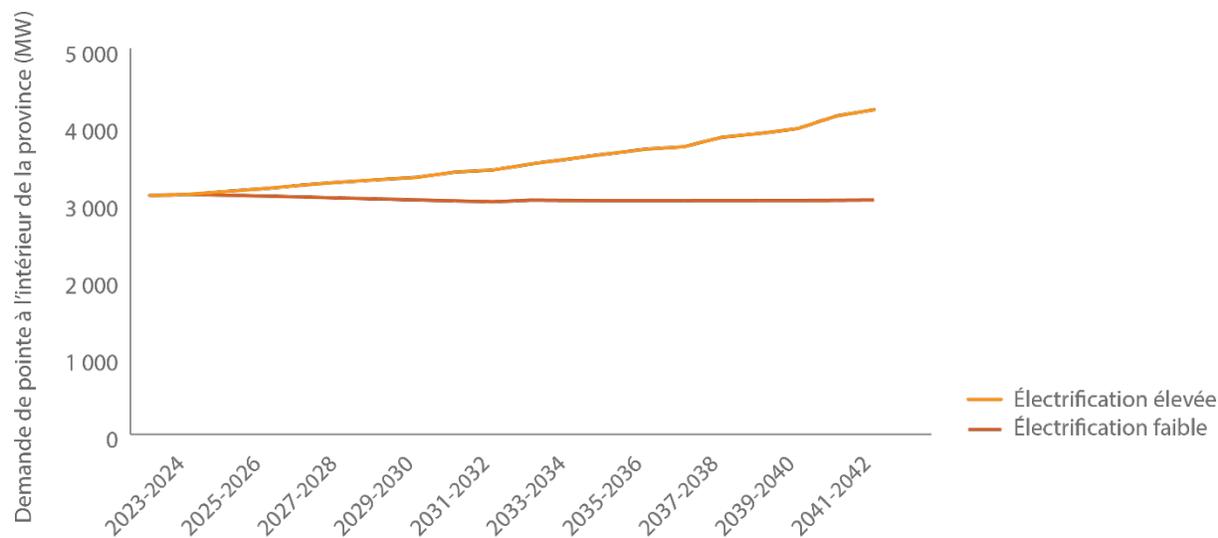


Figure 7.10 : Prévisions de la demande de pointe provinciale après les économies d'efficacité énergétique<sup>47</sup>



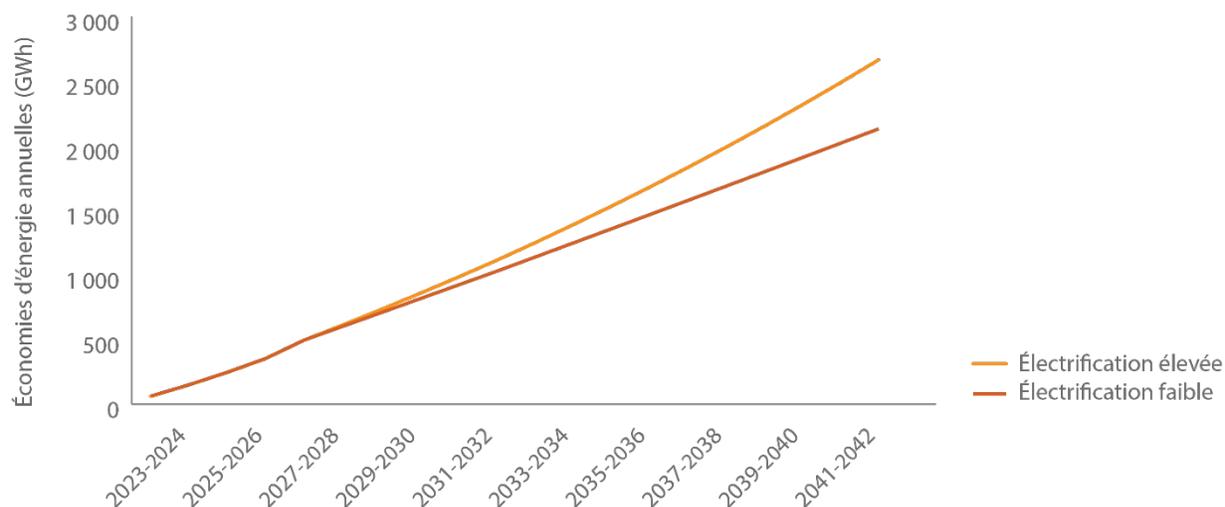
Le taux de croissance moyen de la demande de pointe est de 1,6 % par an pour les prévisions d'électrification élevée et les prévisions d'électrification faible et uniforme. Les besoins en énergie devraient augmenter dans tous les scénarios, avec une croissance nettement plus importante dans le scénario à électrification élevée. Les taux de croissance pour les prévisions d'électrification élevée et faible sont de 2,8 % par an et de 0,4 % par an respectivement. Des données détaillées sur les prévisions de charge figurent à l'annexe B (« Détails des prévisions de la charge »).

<sup>46</sup> Les économies d'énergie prévues grâce aux programmes d'efficacité sont présentées à la figure 7.11.

<sup>47</sup> Les études de transport détaillées visant à déterminer les besoins et les coûts associés au scénario d'électrification élevée ne font pas partie du champ d'application du PIR.

Les économies d'énergie réalisées grâce aux plans définitifs sont présentées à la figure 7.11.

Figure 7.11 : Prévisions d'économies d'énergie<sup>48</sup>



Les retombées de la réalisation de ces objectifs d'efficacité énergétique sont présentées dans tous les tableaux et figures qui suivent.

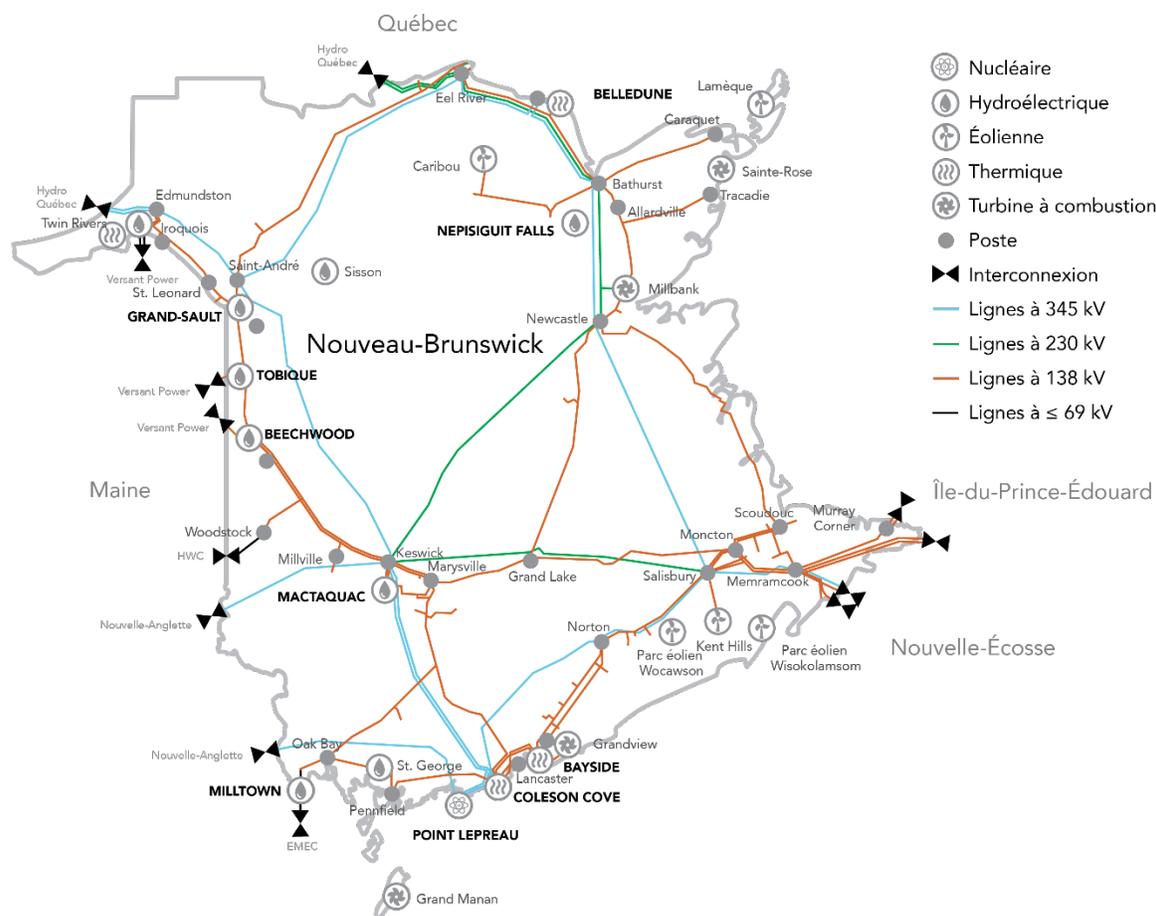
## 8 Ressources existantes

### 8.1 Ressources de production

Énergie NB dispose d'une combinaison diversifiée de ressources de production et d'ententes d'achat d'énergie. Le service public répond aux besoins en électricité de la province grâce à des ressources hydroélectriques, éoliennes, de biomasse, solaires, nucléaires, de gaz naturel, pétrolières, et charbonnières. En 2022-2023, plus de 50 % des besoins en énergie du Nouveau-Brunswick ont été comblés à partir de sources d'énergie renouvelable. Si l'on ajoute à ces sources la centrale nucléaire de Point Lepreau, ce sont plus de 75 % des besoins des Néo-Brunswickois qui sont satisfaits au moyen de sources décarbonisées.

<sup>48</sup> Le coût total des programmes d'efficacité énergétique sur la période est de 470 millions de \$ (VAN 2022) et de 570 millions de \$ (VAN 2022) pour les scénarios d'électrification faible et élevée respectivement. Cela représente un coût moyen actualisé d'environ 4 ¢ par kWh.

Figure 8.1 : Carte du réseau



À l'heure actuelle, aucune nouvelle construction d'installation n'est prévue. Toutefois, au moment de la rédaction du présent document, Énergie NB évalue les réponses à la demande de déclaration d'intérêt en vue d'augmenter la production d'énergie renouvelable au Nouveau-Brunswick.

### 8.1.1 Projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac

La centrale hydroélectrique de Mactaquac est située sur le fleuve Saint-Jean, à environ 20 km à l'ouest de Fredericton, au Nouveau-Brunswick. Elle a été mise en service en 1968 et constitue la plus grande installation de production hydroélectrique d'Énergie NB. La centrale a été conçue pour atteindre une durée de vie d'environ 100 ans ; la fin de sa durée de vie prévue est en 2068.

Les structures en béton de la centrale sont altérées par une réaction alcaline des agrégats. Il s'agit d'une réaction entre les alcalins du ciment et la silice des agrégats, qui provoque une dilatation du béton. Les effets de la réaction alcaline des agrégats nuisent au rendement de la centrale, des structures de retenue d'eau, des vannes et des tranches de production. Pour atténuer ces effets, il faut prévoir des travaux d'entretien plus importants que la normale pour les structures de ce type. Plusieurs centaines d'autres barrages dans le monde sont également touchés par la réaction alcaline des agrégats, mais on estime que la centrale de Mactaquac présente l'un des taux de dilatation les plus élevés de toutes les autres installations hydroélectriques en activité. La dilatation a entraîné des fissures importantes qui ont à leur tour entraîné une détérioration du béton, une perte de résistance et des infiltrations excessives dans les structures. Il en résulte une diminution de la durée de vie utile initiale de 100 ans de l'installation jusqu'en 2030 sans intervention majeure.

Figure 8.2 : Centrale hydroélectrique de Mactaquac



Au milieu des années 1980, une équipe de projet de RAA a été formée au sein d'Énergie NB et travaille depuis lors à l'instrumentation, à la surveillance, à la modélisation et à l'atténuation des effets de la RAA sur les structures et l'équipement de production. Les activités d'atténuation en cours comprennent : le découpage des fentes pour gérer la déformation et contrôler l'accumulation de contraintes ; le carottage du béton, l'injection de coulis et le scellement pour contrôler les infiltrations ; et des interventions mécaniques pour gérer la déformation imposée aux groupes électrogènes et à leurs auxiliaires par la dilatation du béton. Un comité d'experts techniques en RAA a été mis en place pour examiner la pertinence et l'efficacité des plans proposés et des mesures prises par l'équipe de projet et rendre compte de ses conclusions.

Depuis 1994, des études techniques ont été régulièrement effectuées pour déterminer quand les structures de béton, y compris le déversoir principal, le pertuis de détournement et la centrale, devront être remplacées ou faire l'objet d'une remise en état importante. Ces études ont conclu qu'il faudra remplacer ou remettre en état les structures existantes vers 2030. En outre, les installations de turbines-générateurs et les équipements accessoires connexes auront atteint la fin de leur durée de vie utile prévue à ce moment-là et devront être remplacés ou faire l'objet d'une remise en état importante. Le barrage principal, qui est une structure de remblai en terre, n'est pas touché par la RAA.

Les activités récentes de la planification du projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac comprennent l'achèvement de l'évaluation de la durée de vie utile de la centrale. Les résultats de l'évaluation en cours montrent que les structures en béton et les principaux équipements de la centrale de Mactaquac atteindront la fin de leur durée de vie utile d'ici 2030 environ et devront être remplacés ou faire l'objet d'une importante remise en état.

En 2016, Énergie NB a recommandé un projet de remise en état de la centrale afin d'atteindre la date de durée de vie utile initialement prévue, soit 2068. La décision finale sur le projet sera prise par le gouvernement provincial dans un avenir proche. Le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac a été la base des hypothèses des PIR antérieurs et continue d'être la voie envisagée pour la centrale de Mactaquac dans les scénarios de référence de la section 11. La section 12.1 évalue le scénario inverse dans lequel Mactaquac est mis hors service à la fin de 2029.

### 8.1.2 Centrale de Bayside

La centrale de Bayside est une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Saint John. En 2022, Énergie NB a installé une nouvelle turbine au gaz naturel, ce qui a permis d'accroître l'efficacité de la centrale. Bien que la durée de vie utile prévue de la centrale de Bayside soit de 2038, la durée de vie de la nouvelle turbine à gaz pourrait être prolongée au-delà de 2038 moyennant un investissement minime.

### 8.1.3 Centrale de Belledune

La centrale thermique de Belledune est la seule installation au charbon dans le réseau diversifié d'Énergie NB. L'installation fournit une source d'énergie à faible coût, fiable pendant la période hivernale au Nouveau-Brunswick. En décembre 2018, le gouvernement fédéral a annoncé des plans d'abandon graduel des centrales alimentées au charbon d'ici 2030. Dans le cadre de son plan d'action sur les changements climatiques 2022-2027, le gouvernement du Nouveau-Brunswick présente une voie claire pour l'élimination progressive du charbon au Nouveau-Brunswick. Pour atteindre ces objectifs, Énergie NB étudie des options de changement de combustible, comme la biomasse durable et le gaz naturel, qui sont conformes aux règlements du Nouveau-Brunswick et du gouvernement fédéral en matière d'énergie propre et qui permettraient à Énergie NB de continuer à exploiter la centrale jusqu'à la date prévue de sa mise hors service, en 2040.

### 8.1.4 Autres centrales de production

La capacité de production nette actuelle et le portefeuille d'ententes d'achat d'énergie d'Énergie NB, de même que diverses autres données concernant le réseau, sont présentés au tableau 8.1.

Table 8.1 : Capacité de production nette d'Énergie NB et autres données

<b>Capacité de production thermique</b>		<b>Ententes d'achat d'énergie</b>	
Coleson Cove	972 MW	Kent Hills (énergie éolienne)	167 MW
Belledune	467 MW	Caribou Mountain (énergie éolienne)	99 MW
Bayside	284 MW	Lameque (énergie éolienne)	45 MW
Total de la capacité thermique	1 723 MW	Wisokolamson Energy (énergie éolienne)	18 MW
<b>Capacité de production hydroélectrique</b>		Wocawson Energy (énergie éolienne)	20 MW
Mactaquac	668 MW	Grandview (gaz naturel)	95 MW
Beechwood	112 MW	Twin Rivers (biomasse)	39 MW
Grand Falls	66 MW	Irving Pulp & Paper (biomasse)	33 MW
Tobique	20 MW	AV Nackawic (biomasse)	26 MW
Nepisiguit Falls	11 MW	AV Cell (biomasse)	21 MW
Sisson	9 MW	Edmundston Hydro	9 MW
Milltown	3 MW	Autres sources renouvelables	22 MW
Total de la capacité hydroélectrique	889 MW	Total des ententes d'achat d'énergie	594 MW
<b>Capacité de production nucléaire</b>		<b>Nombre de lignes</b>	
Point Lepreau	663 MW	Lignes de distribution	21 717 km
<b>Capacité de production des turbines à combustion</b>		Lignes de transport	6 868 km
Millbank	397 MW	<b>Capacité d'exportation et d'importation</b>	
Ste. Rose	99 MW	Capacité d'exportation	2 538 MW
Grand Manan	29 MW	Capacité d'importation	2 448 MW
Total de la capacité des turbines à combustion	525 MW	<b>Nombre de clients</b>	
<b>Total de la capacité de production</b>		Clients directs	379 148
Thermique	1 723 MW	Clients indirects	46 365
Hydroélectrique	889 MW	Total des clients	425 783
Nucléaire	663 MW		
Turbines à combustion	525 MW		
Total de la capacité de production	3 800 MW		

La diversité des installations de production devrait permettre de répondre aux besoins en électricité du Nouveau-Brunswick pour encore de nombreuses années. En plus des ressources de production ci-dessus, Énergie NB a aussi établi des interconnexions avec les services publics des provinces voisines, au Québec, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Nouvelle-Écosse et en Nouvelle-Angleterre. Les interconnexions procurent à Énergie NB la souplesse nécessaire pour importer de l'électricité afin de compenser les coûts élevés de production, d'exporter l'excédent d'énergie et d'améliorer la fiabilité du réseau.

Aux fins de la comptabilité, chaque centrale est amortie conformément à sa durée de vie utile supposée sur le plan technique, elle-même fondée sur l'expérience généralement notée dans le genre d'installation en cause. Les ententes d'achat d'énergie ont une durée fixe et sont généralement liées à la durée de vie utile des installations sous contrat. En réalité, la mise hors service d'une installation dépend de l'évaluation technique et économique que l'on en fait lorsqu'elle approche de sa fin de vie utile. Dans le présent PIR, le calendrier de fermetures repose sur la durée de vie utile et tient compte d'une prolongation raisonnable permettant de maintenir l'installation en marche.

On s'attend à ce que le règlement sur l'électricité propre entraîne des conséquences sur les profils opérationnels des centrales de Bayside et de Coleson Cove, sans pour autant obliger la mise hors service de ces centrales. Le règlement sur l'électricité propre permettrait l'exploitation limitée des centrales afin d'intégrer les sources d'énergie renouvelable et de maintenir la fiabilité de l'approvisionnement au Nouveau-Brunswick. La prolongation envisagée est issue d'études réalisées par des experts en ingénierie d'Énergie NB et d'analyses économiques connexes.

Les hypothèses quant à la durée de vie utile des centrales sont présentées dans le tableau 8.2. La durée de vie utile de la centrale nucléaire de Point Lepreau est établie en fonction du nombre d'heures d'exploitation équivalentes. À l'heure actuelle, la centrale est autorisée à fonctionner pendant 210 000 heures et des travaux supplémentaires sont en cours pour prolonger la durée d'exploitation jusqu'à 247 000 heures. Selon l'historique et les prévisions d'exploitation, la centrale devrait atteindre 228 000 heures d'ici la fin de la période envisagée. Selon l'expérience d'exploitation d'autres réacteurs CANDU et les évaluations en cours à la centrale nucléaire de Point Lepreau, la date de fin de vie utile prévue se situe au-delà de l'horizon de planification du présent PIR, vraisemblablement en 2044-2045.

**Table 8.2 : Calendrier des mises hors service**

Ressource	Type de combustible	Capacité (MW)	Fin de la durée de vie
EAE Grandview	Gaz naturel	95	2024-2025
Grand Manan	Diesel	26	2025-2026
Bayside	Gaz naturel	285	2037-2038
Millbank	Diesel	397	2030-2031
Ste. - Rose	Diesel	99	2030-2031
Point Lepreau	Uranium	660	2044-2045
Belledune <sup>49</sup>	Charbon/autre	467	2040-2041
Coleson Cove	Mazout	972	2040-2041

À l'exception de la centrale de Milltown, on suppose que l'ensemble des centrales hydroélectriques continueront de fonctionner tout au long de l'horizon de planification. On suppose que les EAE renouvelables seront prolongées, à des tarifs concurrentiels.

<sup>49</sup> Le charbon sera éliminé progressivement à Belledune à partir de 2030.

## 8.2 Mesurage net

Le programme de mesurage net d'Énergie NB permet aux clients de produire jusqu'à 100 kW de leur propre énergie renouvelable admissible à partir de sources comme le biogaz, la biomasse, l'énergie solaire et les petites centrales hydroélectriques ou éoliennes. Un compteur bidirectionnel enregistre la quantité d'électricité qu'Énergie NB fournit au client et l'électricité qu'elle reçoit de son installation de production. Cela permet aux Néo-Brunswickois de compenser leur consommation d'énergie. Pour qu'une installation soit admissible au programme, les exigences détaillées dans le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables* du gouvernement du Nouveau-Brunswick doivent être respectées. Énergie NB dispose actuellement d'une production installée de 5,6 MW dans le cadre du programme de mesurage net. Cette production devrait augmenter considérablement au cours de la période ; les prévisions varient de 300 à 700 MW d'ici 2043.

## 8.3 Production intégrée

Le programme de production intégrée permet aux promoteurs et aux producteurs d'électricité indépendants de brancher leur installation de production durable sur le plan environnemental au réseau de distribution d'Énergie NB. Le service public achète l'énergie de ces producteurs selon un taux établi. Énergie NB dispose actuellement de 20 MW de production intégrée sous contrat.

## 8.4 Transport et interconnexions

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 abonnés 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 en place a évolué au cours du dernier siècle. Dans la première moitié du XXe siècle, il s'est d'abord limité à des lignes de 69 kV reliant de petites centrales aux réseaux de distribution des municipalités. Après la Seconde Guerre mondiale, devant l'augmentation de la demande qui s'est poursuivie durant les années 1960, le réseau de 138 kV a pris de l'ampleur pour former une boucle en huit autour de la province et permettre une première interconnexion avec la Nouvelle-Écosse. L'expansion s'est poursuivie jusqu'au début des années 1970 ; c'est alors que l'on a terminé le réseau de 230 kV reliant le Nord-Est (Dalhousie-Bathurst-Newcastle) à Keswick à l'Ouest et traversant la province jusqu'à Salisbury dans le Sud-Est. La tension maximale du réseau est passée à 345 kV lors de la réalisation de l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre et de la mise en marche de la centrale de Coleson Cove, à la fin des années 1970. Au fil des années 1980 et 1990, le réseau de 345 kV a de nouveau pris de l'ampleur et a fait le tour de la province, s'étendant jusqu'en Nouvelle-Écosse.

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). 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. 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. Ces lignes soutiennent également le réseau en contribuant directement ou indirectement à la réserve de puissance. Cela permet de réduire les coûts pour les Néo-Brunswickois 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.

Divers facteurs potentiels peuvent se traduire par de nouveaux besoins en matière de transport, dont :

- la nécessité de se relier à une nouvelle centrale de production
- la croissance de la charge dans la province
- les exigences en matière d'importation et d'exportation
- la fiabilité du réseau
- les normes de fiabilité de l'industrie
- les demandes axées sur la clientèle
- l'ajout et la mise hors service de centrales
- les changements d'emplacement des futures sources de production (p. ex. installations éoliennes et solaires)

Énergie NB mène des évaluations régulières de son réseau de transport afin de s'assurer qu'il répond aux normes de fiabilité et qu'il profite aux Néo-Brunswickois et aux autres clients.

À présent, bien que le réseau de transport réponde aux exigences d'adéquation, les besoins de la province et des clients en matière de charge exercent une pression sur le réseau de transport. Énergie NB est consciente de contraintes de transport dans certaines régions du Nouveau-Brunswick et elle envisage des solutions pour régler ces problèmes. Ces solutions comprennent :

- l'ajout d'infrastructures de transport
- des réductions ciblées de la demande (technologie de réseau intelligent/programmes de gestion de la demande)
- le positionnement stratégique de toute nouvelle installation de production

Les décisions futures concernant les centrales de Belledune ou de Mactaquac entraîneront des répercussions considérables sur les besoins en matière de transport pour assurer la fiabilité du réseau.

Il existe également des occasions d'augmenter la capacité des interconnexions de transport avec les territoires avoisinants. Cela permettrait un nombre accru d'importations d'énergie du Québec vers le Nouveau-Brunswick, voire peut-être également l'accroissement des exportations du Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Écosse. Énergie NB participe à l'initiative de la boucle de l'Atlantique du gouvernement fédéral<sup>50</sup>, qui vise à déterminer les mises à niveau de l'infrastructure de transport nécessaires à l'acheminement de l'énergie propre du Québec ou de Terre-Neuve-et-Labrador vers les Maritimes. Pour plus de détails sur l'initiative de la boucle de l'Atlantique, voir section 12.3.

Au cours des 20 prochaines années et au-delà, la source de production des centrales ainsi que leur emplacement pourraient bien changer. Ces changements susceptibles de nécessiter de nouvelles infrastructures de transport pour renforcer et soutenir les infrastructures de transport actuelles. Les projets de transport précis, outre les coûts standard d'interconnexion des nouvelles installations, dépassent généralement la portée du PIR, mais les résultats du plan aideront à orienter les projets de transport futurs. Pour que les futurs projets de transport et de production d'électricité soient couronnés de succès, il est essentiel que les communautés des Premières Nations et les principales parties prenantes soient consultées dès le début du processus.

## 9 Planification de la capacité

### 9.1 Critères de réserve - Planification de la capacité

Énergie NB doit assurer aux Néo-Brunswickois un approvisionnement en électricité sûr et fiable. Cela comprend notamment le fonctionnement fiable des ressources de transport, de distribution et de production. Les critères de fiabilité de la production sont régis par une mesure appelée perte de charge prévue. Il s'agit du nombre de jours durant l'année où la capacité de production disponible ne suffit pas pour répondre à la demande de charge quotidienne. Énergie NB est membre du Northeast Power Coordinating Council, conseil établissant des pratiques suivies par les réseaux électriques interconnectés. Le Northeast Power Coordinating Council fixe un point de référence quant à la perte de charge prévue d'au plus 0,1 jour par année<sup>51</sup>.

Énergie NB agit comme coordonnateur de la fiabilité pour la région des Maritimes. Le coordonnateur de la fiabilité est chargé d'indiquer au Northeast Power Coordinating Council si les normes de fiabilité sont respectées dans la région. Une évaluation récente de la fiabilité dans la région des Maritimes a révélé une perte de charge prévue de 0,01 jour par année. Ce taux est bien inférieur au point de référence en matière de fiabilité établi par le Northeast Power Coordinating Council, ce qui est plus que satisfaisant.

<sup>50</sup> « Stratégie de croissance pour l'Atlantique - Énergie propre », Agence de promotion économique du Canada atlantique, gouvernement du Canada, 1er mars 2019. <https://www.canada.ca/fr/promotion-economique-canada-atlantique/nouvelles/2019/03/strategie-de-croissance-pour-latlantique--energie-propre.html>

<sup>51</sup> « Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System », Northeast Power Coordinating Council, Inc., révisé le 6 décembre 2022, <https://www.npsc.org/content/docs/public/library/resource-adequacy/2022/2022-maritimes-comprehensive-review-of-resource-adequacy.pdf>

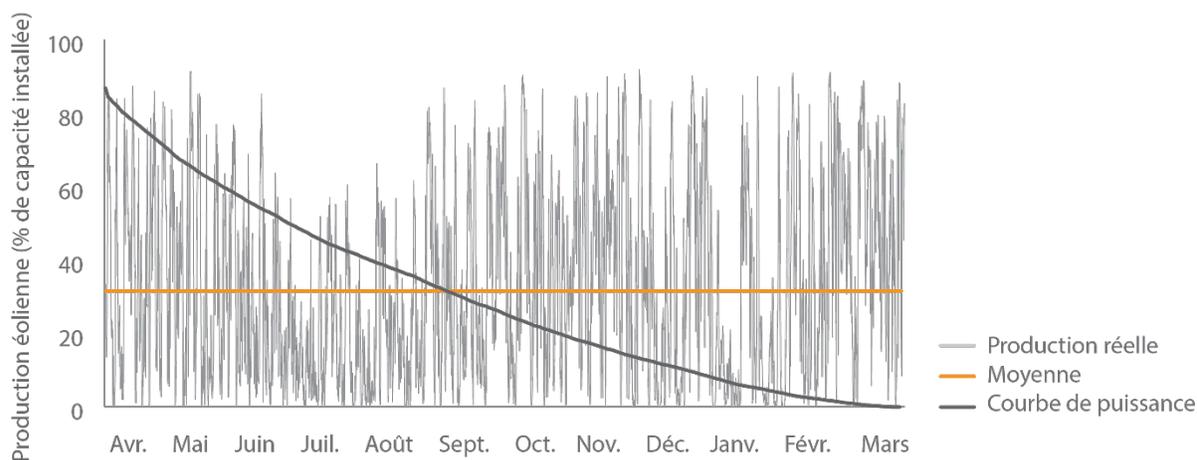
La même étude indique que le critère de réserve minimale pour la région des Maritimes<sup>52</sup> est de 20 %, ce qui signifie que la capacité des ressources de production doit dépasser la demande de pointe ferme maximale d'au moins 20 % afin que la production disponible soit suffisante pour répondre aux besoins de puissance de réserve. Le PIR se sert de cette marge de réserve de 20 % pour planifier la capacité de production.

## 9.2 Ressources intermittentes

Énergie NB a conclu des ententes d'achat d'énergie pour 352 MW de production éolienne installée dans la province. L'énergie éolienne représente une ressource précieuse puisqu'elle aide Énergie NB à respecter la norme de portefeuille renouvelable, qui exige 40 % d'énergie renouvelable. L'énergie éolienne est aussi une ressource intermittente ; la production varie, généralement imprévisible.

La figure 9.1 montre qu'en 2020, les parcs éoliens du Nouveau-Brunswick, dont la capacité totale s'élevait à 352 MW, ont fonctionné à moins d'un tiers de leur capacité pendant plus de la moitié des heures de l'année. Pendant ces mêmes heures, ils ont aussi produit moins d'un quart du total de leur production d'énergie éolienne annuelle. La capacité éolienne installée de 352 MW entraîne la nécessité d'augmenter la moyenne quotidienne à 292 MW. Ces chiffres illustrent bien les difficultés liées à l'équilibre des ressources intermittentes comme l'énergie éolienne ou l'énergie solaire. De plus, toute installation de production d'énergie thermique nécessaire pour répondre à la demande de pointe du lendemain, équilibrer la charge ou parvenir à équilibrer les énergies renouvelables doit demeurer dans le réseau, même pendant les heures où elles ne sont pas nécessaires, puisque ces installations ne peuvent être arrêtées ni remises en marche chaque jour.

Figure 9.1 : Courbe de durée de la production éolienne en 2020<sup>53</sup>



Outre l'équilibre de la production, la production d'énergie éolienne engendre des complications qui surgissent sous des conditions de faible charge. Les besoins du réseau d'Énergie NB peuvent parfois être aussi peu élevés que 850 à 900 MW pendant les douces nuits d'été. La production de bon nombre de centrales et celle stipulée dans bon nombre de contrats ne peut être réduite pour ces périodes de faible charge (p. ex. la centrale nucléaire de Point Lepreau [660 MW], la partie au fil de l'eau du réseau hydroélectrique [100-150<sup>54</sup> MW] et les autres contrats d'énergie à tirage obligatoire [588 MW], pour un total de 1 402 MW). Il peut en résulter des ventes forcées à l'exportation pour un revenu minime ou une réduction forcée sans revenu. De telles conditions augmentent le prix moyen de l'énergie pour ce type de production. Énergie NB doit tenir compte de ces conditions de faible charge au moment d'examiner les coûts et les

<sup>52</sup> Le Northeast Power Coordinating Council définit la région des Maritimes comme le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et le nord du Maine.

<sup>53</sup> Le facteur de capacité prévu des futurs projets (entre 40 et 45 % selon les estimations).

<sup>54</sup> 100 à 150 MW représente la partie au fil de l'eau du réseau hydroélectrique durant les périodes de débit hydroélectrique relativement faible. La pluie, la fonte des neiges et d'autres conditions météorologiques peuvent considérablement accroître la partie au fil de l'eau. Lors de la crue printanière, le système hydroélectrique perd toute souplesse et est entièrement au fil de l'eau.

avantages liés à l'ajout de ressources renouvelables variables, par exemple des ressources éoliennes ou solaires.

### 9.3 Contribution à la planification de la capacité

Les ressources intermittentes présentent un défi intéressant en matière de planification de la capacité. La production d'électricité à partir de sources intermittentes comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire varie et est difficile à prévoir. L'erreur et la variabilité de la prévision de la charge augmentent avec le temps écoulé entre la prévision et la production. Les services publics n'ont aucun contrôle sur la production d'énergie par les ressources intermittentes, car elle varie en fonction des conditions météorologiques. Elles produisent de l'électricité lorsque le vent souffle ou que le soleil brille, indépendamment des besoins du réseau.

Les études sur la perte de charge prévue simulent l'ensemble des centrales de production afin de déterminer la fiabilité générale du réseau et sa capacité à répondre à la demande des clients. La probabilité que les technologies éoliennes, solaires et autres puissent contribuer à répondre à la demande lorsque nécessaire est considérablement moins élevée que dans le cas des centrales de production traditionnelles. La corrélation entre la production des différents sites (production éolienne, par exemple) limite également la contribution de cette technologie.

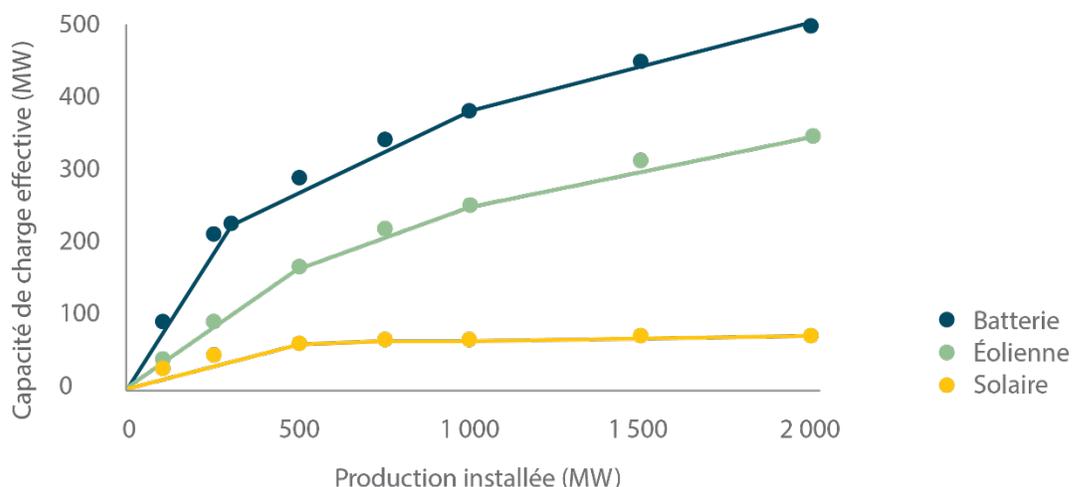
Bien que les batteries soient des ressources répartissables, leur capacité limitée de stockage d'énergie peut également limiter leur capacité à fournir de l'énergie au réseau en cas de besoin. Par exemple, si une batterie est utilisée pour répondre aux besoins en période de pointe pendant la journée et qu'une panne de production survient lorsque la batterie est épuisée, elle ne peut pas injecter de l'énergie dans le réseau. De plus, le réseau peut avoir besoin d'énergie pendant une période plus longue que celle que peut fournir la batterie, par exemple en cas de longues périodes de froid. Ces facteurs limitent la capacité de charge effective de la batterie de stockage.

Énergie NB a retenu les services d'Energy and Environmental Economics (E3) pour réaliser une étude sur la capacité de charge effective de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et des batteries. La capacité de charge effective est la mesure de la capacité d'une installation à fournir une capacité au réseau. Les sources de production traditionnelles telles que les ressources hydroélectriques et thermiques fournissent une capacité fiable jusqu'à la capacité maximale de leur installation, tandis que les installations non répartissables ou répartissables de manière limitée fournissent au réseau une capacité ferme inférieure à leur capacité installée. L'étude a évalué les valeurs de capacité effective des centrales de différentes tailles ajoutés au réseau du Nouveau-Brunswick.

L'étude montre que la capacité effective de ces ressources diminue en fonction de leur taille. Bien que les quantités initiales de production soient raisonnablement bénéfiques pour la fiabilité du réseau du Nouveau-Brunswick, au fur et à mesure qu'elles augmentent, cet avantage diminue en fonction de l'installation. Cela s'explique par plusieurs raisons. Tout d'abord, la corrélation de la production éolienne à travers la province : plus la capacité éolienne augmente, plus la probabilité qu'un événement de fiabilité soit causé par la production éolienne s'accroît. Ensuite, la durée des périodes de faible vent, dont certaines durent des jours ou des semaines, oblige Énergie NB à se doter de capacités de production d'appoint de plus en plus importantes pour assurer la fiabilité. Enfin, dans le cas de l'énergie solaire, le moment probable de la demande de pointe au Nouveau-Brunswick est habituellement entre 7 et 8 heures du matin en hiver, ce qui signifie que la production solaire prévue serait minimale et ne contribuerait pratiquement pas à la fiabilité pendant les périodes de demande de pointe.

L'analyse montre que les 250 premiers MW de batteries fournissent une valeur de capacité presque totale, mais qu'au fur et à mesure que la capacité installée augmente, les avantages en termes de fiabilité diminuent, car les rendements sont décroissants. Pour créer un réseau fiable qui répond au critère de fiabilité du NPCC, à savoir une prévision de perte de charge inférieure à 0,1 jour par an, Énergie NB doit disposer d'une variété de sources de production et d'installations de secours fiables. Énergie NB reconnaît que les combinaisons de l'énergie éolienne et de la batterie et, dans une plus large mesure, de l'énergie solaire et de la batterie peuvent augmenter la capacité de charge effective de la combinaison par rapport aux composants individuels. Toutefois, cette différence n'a pas d'incidence sur le modèle aux niveaux actuels de pénétration des batteries.

Figure 9.2 : Capacité de charge effective

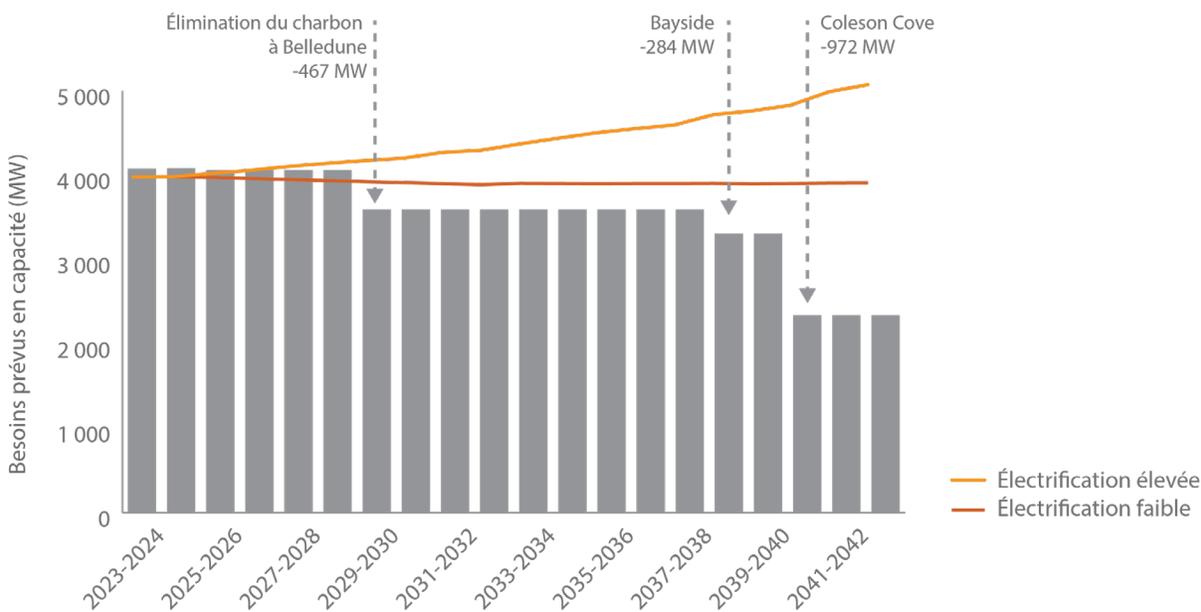


L'énergie éolienne et, dans une moindre mesure, l'énergie solaire sont d'excellentes sources d'énergie à faible coût, mais l'analyse montre que la production éolienne, solaire et par batterie offre une capacité de charge effective par MW de production nettement inférieure au fur et à mesure que le réseau est alimenté et qu'il doit être complété par d'autres formes de production pour garantir la sécurité énergétique.

#### 9.4 Équilibre entre l'approvisionnement et la demande

Le diagramme présenté à la figure 9.3 offre un aperçu des besoins en électricité d'Énergie NB. Les ressources de production, telles qu'elles sont décrites à la section 8.1 (Ressources de production), sont comparées aux exigences actuelles en matière de charge et de réserve<sup>55</sup> ainsi qu'à la croissance prévue. Les exigences en matière de charge présentées ne tiennent pas compte des programmes d'efficacité énergétique.

Figure 9.3 : Examen de l'approvisionnement et de la demande<sup>56</sup>



<sup>55</sup> Énergie NB doit fournir une capacité de réserve équivalant à 20 % de sa charge ferme.

<sup>56</sup> Les exigences de charge des scénarios d'électrification élevée et faible prévoient une marge de réserve de 20 %.

Cet examen indique que le besoin de capacité apparaît en 2029-2030 dans les scénarios où l'électrification est faible. Selon les scénarios d'électrification élevée, l'écart est beaucoup plus grand et il faut prévoir une nouvelle capacité d'ici la fin de l'exercice 2026-2027. Une réduction des ressources d'approvisionnement se produit en 2030 lorsqu'Énergie NB doit cesser de brûler du charbon à la centrale de Belledune et trouver un combustible de remplacement acceptable ou une autre source de capacité et d'énergie. La fin de la durée de vie utile de la centrale de Coleson Cove prévue pour 2040-2041 constitue une autre diminution importante des ressources de capacité ; le PIR permettra de combler les lacunes. Les règlements sur l'électricité propre proposés pour 2035 imposent des restrictions importantes aux installations de combustibles fossiles d'Énergie NB en matière de production d'électricité, mais ils ne nuiront pas à leur contribution à la capacité puisque, selon l'interprétation actuelle des règlements potentiels, ceux-ci comprendraient des dispositions permettant aux services publics de continuer, dans une certaine mesure, à produire de l'électricité à partir de combustibles fossiles afin d'intégrer les énergies renouvelables et d'assurer la fiabilité.

Énergie NB vend actuellement de la capacité et de l'énergie à l'Île-du-Prince-Édouard et au nord du Maine. Le PIR suppose que ces contrats se poursuivront tout au long de la période visée. La conclusion d'ententes avec les exploitants des réseaux voisins permet à Énergie NB de bénéficier d'économies d'échelle dans la construction de nouvelles sources de production et de commercialiser éventuellement tout petit volume de capacité excédentaire découlant de la volatilité de la croissance de la charge auprès des exploitants des réseaux voisins. Cela offre une valeur ajoutée aux Néo-Brunswickois et aide à éliminer la nécessité d'augmenter les tarifs d'électricité.

Dans les PIR précédents, Énergie NB a examiné la possibilité de prolonger la durée de vie des centrales de Millbank et de Sainte-Rose afin de continuer à fournir de la capacité et de l'énergie d'appoint. Ces études ont montré que la prolongation de la durée de vie des centrales de Millbank et de Sainte-Rose était le choix le plus économique, ce qui reste la conclusion de ce plan. Chaque scénario suppose la prolongation de la durée de vie de ces centrales.

Dans le cadre du processus de PIR, Énergie NB examinera l'éventuelle prolongation de la durée de vie utile de la centrale de Bayside jusqu'à 2037-2038, ainsi que la possibilité de remplacer le combustible de la centrale de Belledune pour permettre l'exploitation de la centrale jusqu'aux années 2030.

## 10 Ressources d'approvisionnement

### 10.1 Options d'approvisionnement

Le PIR examine des options d'approvisionnement dont la taille, les sources de combustible, les technologies, et les caractéristiques et les coûts d'exploitation diffèrent. Bien que les facteurs économiques rattachés à chaque option soient importants dans une perspective de planification de l'approvisionnement à moindre coût, d'autres facteurs doivent être pris en compte, comme les considérations liées à la durabilité environnementale et à la gestion des risques (par exemple les caractéristiques relatives à la fiabilité et à la répartition).

Les émissions de gaz à effet de serre, les caractéristiques de répartition et les capacités des services accessoires sont des éléments importants à prendre en compte, car toutes les options d'approvisionnement en énergie n'ont pas les mêmes capacités ou ne contribuent pas à la sécurité énergétique de la même manière. La consommation d'électricité change constamment, et l'approvisionnement en énergie doit toujours être en équilibre par rapport à la demande d'énergie. Énergie NB doit aussi maintenir un degré minimal de production de réserve afin de respecter les normes de fiabilité. Certaines options de production s'y prêtent mieux que d'autres.

En général, une option d'approvisionnement est soit considérée comme entièrement répartissable (contrôlable et prévisible), soit comme limitée à la répartition (contrôle et prévisibilité limités, voire inexistant). La production des options d'approvisionnement entièrement répartissables peut être augmentée ou diminuée et peut être ajustée pour répondre aux besoins du réseau électrique. Les autres technologies de production ont des capacités limitées ; dans de nombreux cas, elles se limitent à réduire la production pour répondre à la charge, mais ne peuvent pas augmenter la production à la demande lorsque la charge augmente. Certains types de production ne peuvent pas s'adapter à la demande.

Les sources de production renouvelables variables telles que les grands parcs éoliens et solaires sont des exemples d'options à répartition limitée. Ces options dépendent de facteurs comme les conditions météorologiques et l'heure de la journée. Elles ne permettent donc pas de répondre efficacement aux besoins de consommation des Néo-Brunswickois en tout temps. Ces ressources produisent de l'énergie lorsqu'elles le peuvent, et n'en produisent pas lorsqu'un quelconque facteur les en empêche, indépendamment des besoins du réseau. Certaines sources de production intermittentes, comme les énergies éolienne et solaire, offrent désormais des options permettant de réduire la production par rapport aux niveaux naturels. Cela peut offrir une certaine possibilité de maîtrise en limitant l'énergie (c'est-à-dire en renonçant à la production).

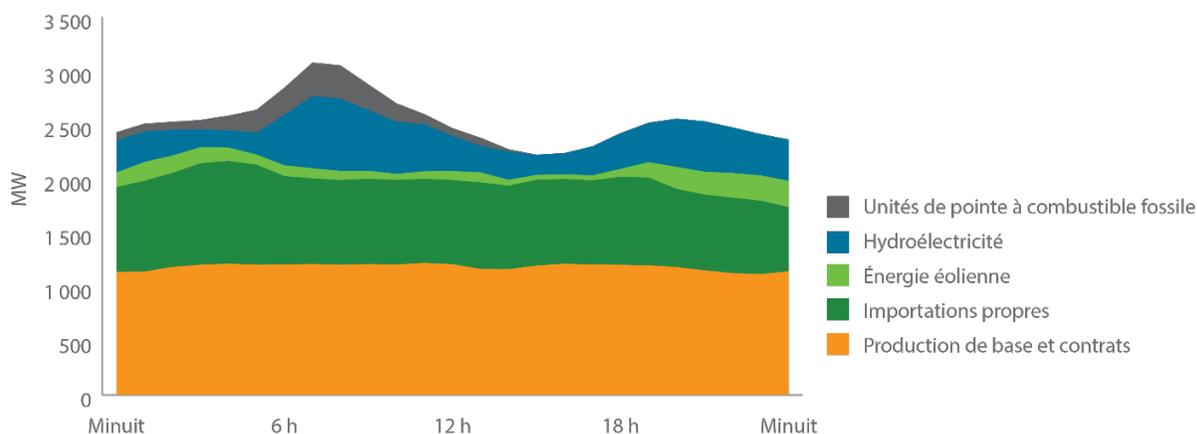
Le stockage par batterie est un autre exemple de ressource à répartition limitée, car sa capacité à répartir dépend de son état de charge actuel. Par exemple, si une batterie est épuisée pendant les heures de pointe ou pour des raisons économiques à une période de la journée, elle risque d'être épuisée en cas de pénurie de production plus tard dans la journée. De même, une batterie qui sert de réserve en cas d'interruption de la production ne peut pas fournir de réserve une fois qu'elle est déchargée, tant qu'elle n'a pas été rechargée. Ces limitations réduisent la capacité des batteries à assurer la répartition à tout moment.

Pour rendre ces sources de production renouvelables variables plus viables, il convient de les combiner avec des sources répartissables, des programmes de gestion de la demande ou des systèmes de stockage d'énergie afin de répondre à la demande. Les quantités totales de ce type de production doivent être étudiées régulièrement pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau.

Pendant les journées les plus froides de l'hiver, le Nouveau-Brunswick connaît des périodes de demande de pointe, puisque les Néo-Brunswickois se tournent vers les systèmes de chauffage électrique pour assurer le confort de leur maison et de leur entreprise. Pendant les périodes de pointe, il est nécessaire de disposer de sources de production répartissables capables d'injecter de l'énergie sur le réseau pendant des périodes relativement longues (c'est-à-dire plusieurs jours). Après 2035, cela pourrait devenir un défi important lorsqu'il conviendra de respecter les obligations imposées par les réglementations relatives à la consommation énergétique nette zéro. En outre, le réseau a besoin de services accessoires qui l'équilibrent et permettent d'intégrer les sources d'approvisionnement intermittentes. Énergie NB exige qu'un certain nombre de sources de production répartissables soient disponibles à tout moment pour fournir des réserves synchrones telles que des services de suivi de la charge et de régulation. Pour cela, il faut des installations dotées d'une puissance flexible, capables d'équilibrer les variations de charge ou les ressources renouvelables variables.

La figure 10.1 représente une journée d'hiver ordinaire et montre la façon dont la demande d'énergie quotidienne est comblée au moyen de différentes sources de production.

Figure 10.1 : Exemple de distribution en hiver



Dans cet exemple, au moment où la demande d'électricité augmente le matin, lorsque les Néo-Brunswickois se lèvent et qu'ils se préparent pour le travail ou l'école, la production d'énergie à partir de ressources éoliennes intermittentes diminue en fonction des conditions météorologiques. Les ressources entièrement répartissables (production thermique et hydroélectrique) sont alors augmentées pour compenser la diminution de production des ressources intermittentes et fournir la production supplémentaire nécessaire pour répondre à la demande de pointe matinale. Tout au long de la journée, la production d'énergie hydroélectrique est utilisée pour répondre à la plupart des besoins en matière de suivi de charge. Les besoins en matière de charge minimale sont principalement comblés par les centrales de Point Lepreau, de Belledune et de Bayside, et les importations d'énergie. Une deuxième période de pointe, généralement plus faible, survient dans la soirée, au moment où les Néo-Brunswickois rentrent chez eux, soupent et se préparent pour le lendemain. Au fur et à mesure que l'heure de pointe de la soirée avance, la production d'énergie à partir de ressources intermittentes et les importations d'énergie diminuent. Pendant les heures de la nuit, tandis que les Néo-Brunswickois dorment, la charge chute naturellement et l'Énergie NB diminue la production à partir d'hydroélectricité afin de faire monter les niveaux d'eau en prévision des besoins en matière d'énergie de pointe des jours suivants.

Le règlement sur l'électricité propre proposé pour 2035 par le gouvernement fédéral aura d'importantes répercussions sur les activités du réseau d'Énergie NB. Il faudra limiter les activités des installations de base, comme la centrale de Bayside, pour répondre aux nouvelles exigences. Il faudra également cesser de brûler du charbon à la centrale de Belledune d'ici 2030. Si la centrale passe à la biomasse, le coût et la disponibilité du combustible imposeront probablement une exploitation saisonnière, avec une priorité pour les mois de forte charge en hiver.

La centrale de Bayside, quant à elle, ne servira que de centrale d'appoint après 2035. Par ailleurs, il faudra déployer des technologies supplémentaires pour permettre aux installations éoliennes et solaires de fonctionner à un niveau inférieur à leur production naturelle. Le volume de la production répartissable limitée dictera les besoins du réseau pour réduire cette production excédentaire. Les modèles d'Énergie NB évaluent la valeur perdue en raison de la réduction de la production par rapport au coût du stockage afin de déterminer la répartition la moins coûteuse.

On s'attend à ce que le règlement sur l'électricité propre permette la construction et l'entretien de centrales à combustibles fossiles à faible consommation pour fournir une alimentation d'appoint au réseau afin d'intégrer les sources d'énergie renouvelables et maintenir les niveaux de fiabilité actuels. Les turbines à combustion constituent une source de capacité peu coûteuse pour soutenir le réseau tant que les niveaux d'utilisation sont inférieurs aux limites d'exploitation autorisées. Elles offrent la fiabilité nécessaire avec un investissement en capital limité et la technologie est éprouvée et prévisible. Les batteries peuvent également fournir de la capacité et de la fiabilité, mais elles sont généralement limitées à de courtes périodes de production (moins de 4 heures) avant de devoir être rechargées. Les batteries sont plus aptes à fournir des services accessoires tels que le suivi et l'étalement de la charge que les turbines à combustion.

## **10.2 Hypothèses liées aux coûts d'immobilisations et aux coûts de fonctionnement**

Les coûts sont un élément central de l'analyse de l'offre. Ils exercent une grande incidence sur les recommandations formulées dans le cadre du processus de Plan intégré des ressources. Énergie NB a retenu les services d'Energy and Environmental Economics (E3) afin d'obtenir les paramètres de projets et de coûts d'exploitation de certaines options d'approvisionnement au Nouveau-Brunswick. Un sommaire des paramètres de projets et de coûts d'exploitation pour chacune des options est présenté à l'annexe C (Paramètres de projets et de coûts d'exploitation).

Afin de soutenir le principe de gestion des risques du PIR, un grand nombre des options d'approvisionnement envisagées dans le PIR sont des types qui font l'objet d'une exploitation commerciale à grande échelle. Toutefois, compte tenu du rythme des évolutions technologiques, certaines options d'approvisionnement qui ne sont pas actuellement exploitées à grande échelle ont également été prises en considération. Les scénarios proposés dans le cadre du PIR examinent deux possibilités différentes en matière de développement technologique. Dans les scénarios de développement technologique rapide, les coûts prévus par E3 diminuent pour plusieurs nouvelles technologies, car elles deviennent moins chères ou plus efficaces. Dans les scénarios de développement technologique modéré, on suppose que les coûts augmenteront au rythme de l'inflation à partir de la période actuelle et que tout gain d'efficacité sera

compensé par l'augmentation des coûts, ce qui n'entraînera aucune modification réelle des prix au fil du temps.

E3 a présenté à Énergie NB des prévisions de coûts d'investissement pour différentes technologies de production qui pourraient être construites au Nouveau-Brunswick. Les évaluations sont fondées sur les données internes du conseiller d'Énergie NB tirées de projets similaires récents, ainsi que sur les données de l'industrie accessibles au public sous forme de conférences, de rapports, de documents techniques et d'autres publications. Lorsque nécessaire, les coûts du projet historique ont été ajustés pour tenir compte de l'inflation et convertis au dollar canadien de 2022. En utilisant toutes les données disponibles, E3 a créé des trajectoires de coûts distinctes pour chaque technologie, en tenant compte de l'augmentation de l'efficacité et de la réduction des coûts attendus grâce aux progrès technologiques. Les prévisions de coûts traduisent raisonnablement les coûts de construction de la centrale au Nouveau-Brunswick. Aucun emplacement précis n'a encore été sélectionné pour les options de remplacement, sauf lorsqu'il est question de modifications à des installations dont Énergie NB est déjà propriétaire.

Les coûts du carbone sont compris dans la préparation d'estimations du coût moyen actualisé de l'énergie et dans la modélisation détaillée des coûts de production.

Les coûts d'immobilisations fournis par le conseiller d'Énergie NB ont été exprimés sous forme de coûts de base<sup>57</sup>. Le taux d'intérêt pendant la construction a été fixé à 4,99 %, ce qui correspond au taux d'intérêt prévu dans le tableau 5.1. On a également tenu compte de la hausse des coûts pour les projets d'immobilisation qui reflétaient le taux d'augmentation des coûts de construction prévu par E3 et les améliorations prévues en matière d'efficacité. Tous les autres coûts, y compris les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, devraient augmenter de 2 % par an à partir de 2026, avec des taux plus élevés à court terme, selon les prévisions de l'indice des prix à la consommation. Les prévisions des coûts d'immobilisations comprennent les coûts d'interconnexion. Pour plus de détails, voir la section 5 (« Hypothèses économiques »).

La description de l'exploitation de chaque centrale et des modes d'exploitation typiques cadre avec les estimations des coûts d'exploitation, d'entretien, et d'administration. Les coûts couvrent les exploitants de la centrale, l'entretien, la main-d'œuvre et le matériel ainsi que les coûts administratifs découlant de l'exploitation de l'installation. Les coûts d'exploitation ne comprennent pas le coût des combustibles. On a cependant fourni de l'information sur la consommation spécifique de chaleur pour chacune des technologies à énergie thermique. Énergie NB estime les coûts de combustibles adéquats pour toutes les autres sources à l'aide des caractéristiques thermiques de la source et des prévisions à long terme quant au prix des combustibles fourni par les conseillers en prévision du prix des combustibles d'Énergie NB.

### 10.3 Ressources axées sur la demande

Outre les options d'approvisionnement, Énergie NB prend également en compte les ressources axées sur la demande. Les ressources axées sur la demande comprennent les programmes de gestion de la demande, les programmes de déplacement de la consommation d'énergie et la modernisation de la conception des tarifs.

Les programmes de gestion de la demande permettent de réduire la charge à la demande en cas de forte utilisation ou de répondre à des pertes soudaines de production ou à des prix élevés. Les programmes de déplacement de la consommation d'énergie visent à déplacer la demande d'énergie des heures de pointe ou des périodes où les prix sont élevés vers des périodes où les conditions économiques sont plus favorables. En général, ces types de programmes doivent être planifiés plusieurs jours à l'avance et ne constituent pas une réponse à une situation d'urgence. Par ailleurs, les tarifs peuvent être conçus de manière à encourager les consommateurs à modifier leurs habitudes en déplaçant leur consommation d'énergie des périodes de pointe vers les périodes creuses. La tarification de pointe critique et les tarifs en fonction de l'heure de consommation sont deux exemples de programmes de tarification.

Au cours de la période d'évaluation du PIR, Énergie NB a supposé la disponibilité de 90 MW de ressources axées sur la demande et dotées d'une capacité effective. Le PIR suppose également que les programmes de gestion de la demande prendront jusqu'à sept ans pour atteindre la totalité des 90 MW, ce qui signifie que les 90 MW pourraient être disponibles au plus tôt en 2030.

<sup>57</sup> Les coûts de base ne comprennent pas les intérêts lors de la construction ni l'indexation.

Dans tous les programmes de gestion de la demande, il y a une limite à la charge potentielle totale qui peut être souscrite, car lorsque la courbe de charge s'aplatit, les avantages obtenus en déplaçant ou en réduisant la demande diminuent. Énergie NB prévoit de poursuivre l'étude de ces types de programmes afin d'élaborer des courbes de capacité de charge efficaces et de déterminer les volumes d'énergie potentiels totaux pour chaque programme. Au fur et à mesure que les technologies nouvelles et actuelles sont développées, ces chiffres changeront et Énergie NB réexaminera la quantité de gestion de la demande dans les PIR ultérieurs.

#### 10.4 Petits réacteurs modulaires

Depuis 2018, le Nouveau-Brunswick progresse vers le développement et le déploiement de petits réacteurs modulaires avancés (PRM), la prochaine génération de technologie nucléaire. Il s'agit notamment de former des partenariats avec deux entreprises leaders dans le domaine du développement des PRM.

L'intérêt suscité par les PRM avancés est dû à leur capacité à produire de l'électricité à faible teneur en carbone de manière sûre, fiable et peu coûteuse. Les PRM avancés sont plus petits en taille et en puissance que les réacteurs nucléaires classiques et peuvent être fabriqués en usine pour ensuite être transportés sur site. Cela permet de réduire les coûts d'investissement et de faciliter l'installation et l'exploitation. Les PRM avancés présentent des caractéristiques supplémentaires, telles que des caractéristiques de sécurité inhérentes, la capacité d'intégration des sources d'énergie renouvelables et la possibilité de réduire la quantité de combustible nucléaire usagé existant en le convertissant en énergie propre.

Énergie NB, en collaboration avec le gouvernement du Nouveau-Brunswick, s'efforce de faire progresser la conception des PRM avancés en vue d'une démonstration commerciale au Nouveau-Brunswick.

La réussite du processus d'examen de la conception du fournisseur, ainsi que la démonstration de la viabilité technique et financière, pourrait donner lieu à des projets de démonstration commerciale, les premiers du genre au Nouveau-Brunswick, ce qui cadre avec la mesure 7 du plan d'action sur les changements climatiques 2022-2027 du gouvernement du Nouveau-Brunswick (voir la section 4 pour plus de détails).

Le développement de la technologie des PRM avancés pourrait déboucher sur de futures possibilités de déploiement de parcs à l'échelle provinciale, nationale et internationale ; le Nouveau-Brunswick est bien placé pour devenir une plaque tournante de la chaîne d'approvisionnement et du soutien technique au fur et à mesure que la technologie est déployée. Au cours de la période 2020-2035, le développement des PRM avancés au Nouveau-Brunswick devrait (directement et indirectement)<sup>58</sup> :

- créer environ 730 emplois par année sur 15 ans
- contribuer 1 milliard de \$ au produit intérieur brut
- générer 120 millions de \$ de recettes pour le gouvernement provincial

Comme il y a de nombreux changements dans le secteur de l'énergie et des pressions liées au changement climatique et à la réduction de notre empreinte carbone, il est essentiel qu'Énergie NB fasse preuve de leadership et d'innovation dans la recherche de nouvelles sources d'énergie pour nos besoins futurs. Les PRM constituent un élément essentiel des voies du Nouveau-Brunswick vers la consommation nette zéro.

Le Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick prévoit le développement de deux technologies de PRM, les premières du genre. Conformément au plan d'action sur les changements climatiques, le PIR prévoit la production d'au moins 450 MW à partir de PRM dans chaque scénario de référence. Dans les scénarios à électrification élevée, l'augmentation de la demande nécessite une augmentation de la production, de sorte que la production de 750 MW à partir de PRM est prévue. Le PIR examine également les effets de différentes dates de construction sur les besoins du réseau en modifiant la date de mise en service du premier PRM de 2030 à 2035<sup>59</sup>. Une analyse de sensibilité qui illustre la configuration du réseau sans PRM est présentée à la section 12.2.

<sup>58</sup> « Petits réacteurs. Grands possibilités » (2021). *Petits réacteurs modulaires au Nouveau-Brunswick*. <https://smrnb.ca/wp-content/uploads/2021/02/petits-reacteurs.pdf>

<sup>59</sup> Le PIR ne comprend aucune estimation de coût pour les PRM et ceux-ci ne sont donc pas traités comme une option d'approvisionnement économique dans l'optimisation du plan d'expansion.

## 10.5 Ressources énergétiques décentralisées

En plus des options d’approvisionnement traditionnelles, Énergie NB doit également réfléchir au rôle croissant qu’en viendront à jouer les clients à l’avenir. Les ressources énergétiques décentralisées sont de petits générateurs électriques (habituellement d’un type renouvelable) ou des dispositifs de stockage de l’énergie. Ils sont connectés au réseau de distribution et se trouvent près de la charge servie. À l’heure actuelle, certains programmes d’Énergie NB s’inscrivent dans cette catégorie. À mesure qu’Énergie NB modernise le réseau, de nouvelles occasions se présenteront pour intégrer les technologies de ressources énergétiques décentralisées au réseau de distribution.

Énergie NB comprend que certains Néo-Brunswickois manifestent un intérêt croissant à produire et à stocker leur propre énergie, mais souhaitent aussi continuer de profiter de l’énergie d’appoint fiable du réseau. Pour répondre à ces intérêts, il lui faut poursuivre la modernisation du réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Le service public continue d’étudier des modèles opérationnels durables de production appartenant aux clients afin d’appuyer ces objectifs. Aux fins du PIR, deux niveaux différents de volumes d’énergie décentralisée ont été intégrés dans les quatre scénarios en fonction du rythme de développement de la technologie. Dans les scénarios de développement technologique rapide, on suppose un taux de pénétration élevé. Dans les scénarios de développement technologique modéré, on suppose un taux de pénétration plus faible.

## 10.6 Résultats de l’analyse de l’approvisionnement

Les sections suivantes présentent une analyse détaillée de toutes les options d’approvisionnement comprises dans le PIR. Chaque solution est pesée à l’aide d’une analyse du coût moyen actualisé. L’analyse du coût moyen actualisé permet d’évaluer la dynamique économique des projets de production d’électricité d’une variété de tailles, de types de combustible, de facteurs de capacité et de durée de vie utile. Elle sert d’outil de sélection pour choisir les technologies à inclure comme options potentielles aux fins de planification de capacité détaillée et de modélisation des coûts de production.

Cette analyse comprend tous les coûts de chaque projet pour sa durée de vie. Plus précisément :

- les coûts d’investissement de départ
- les coûts d’exploitation, d’entretien et d’administration
- les coûts de combustible (le cas échéant)
- les coûts de financement
- les coûts environnementaux, y compris les coûts liés aux émissions de carbone (le cas échéant)
- les coûts supplémentaires d’équilibrage/suivi de la charge des options intermittentes

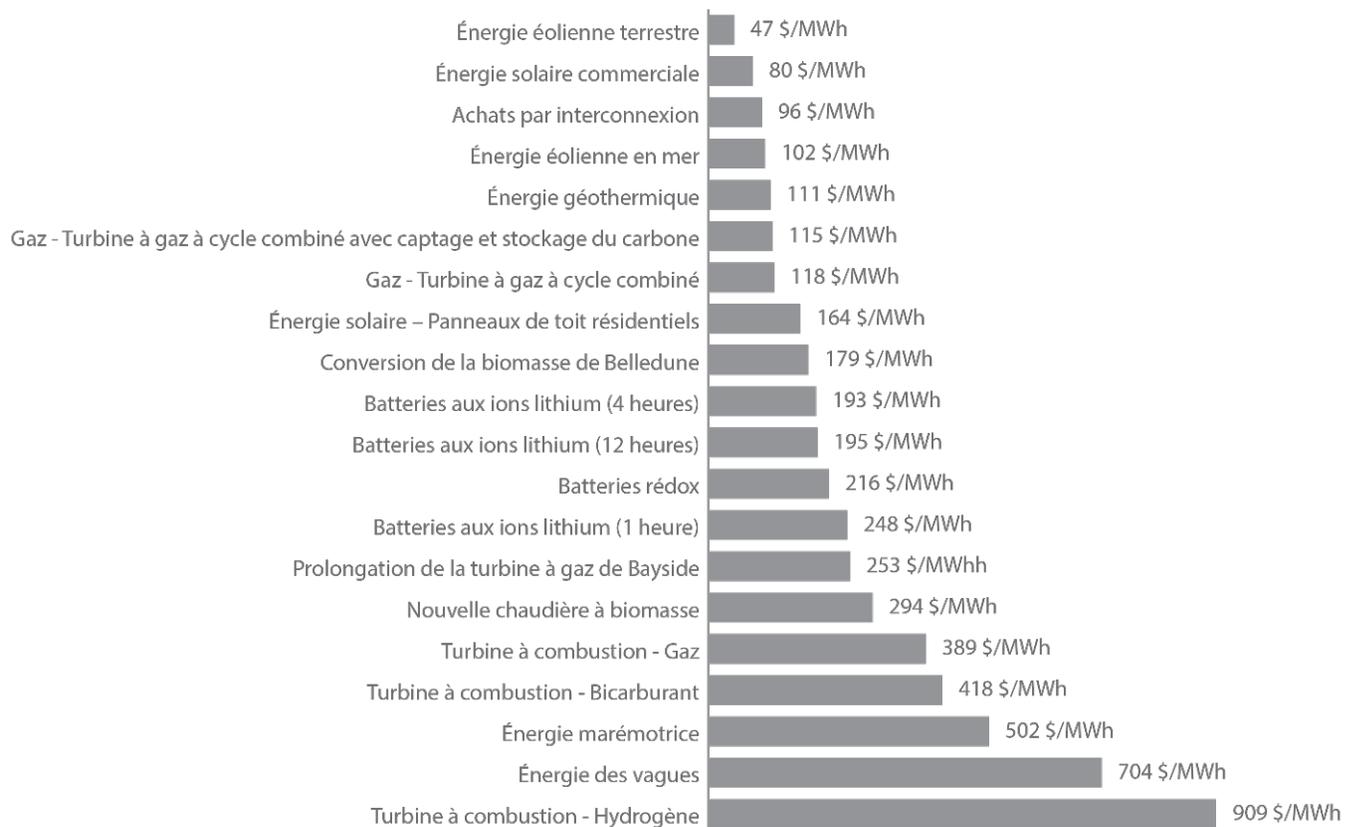
Il faut trois types d’analyses de coûts moyens actualisés pour évaluer les sources d’énergie possibles et la capacité en fonction des exigences du réseau.

### 10.6.1 Coût moyen actualisé de l’énergie

Le coût moyen actualisé de l’énergie représente les recettes moyennes par unité de production d’énergie (exprimées en \$ par mégawattheure [MWh]) dont un responsable de projet a besoin pour recouvrer tous les coûts d’investissement et de fonctionnement, y compris les coûts des combustibles et du carbone<sup>60</sup>. Les coûts moyens actualisés varient de 47 \$/kW pour les éoliennes terrestres à 909 \$/kW pour les turbines à combustion alimentées à l’hydrogène. Les analyses de coûts moyens actualisés de l’énergie indiquent les coûts auxquels les technologies fournissent de l’énergie au réseau. Elles ne tiennent pas compte des caractéristiques de distribution, de la fiabilité, de la sécurité énergétique, du potentiel selon la charge ou de la contribution aux exigences de capacité.

<sup>60</sup> « *Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement* », U.S. Energy Information Administration, juillet 2013, [https://www.eia.gov/renewable/workshop/genccosts/pdf/methodology\\_supplement.pdf](https://www.eia.gov/renewable/workshop/genccosts/pdf/methodology_supplement.pdf)

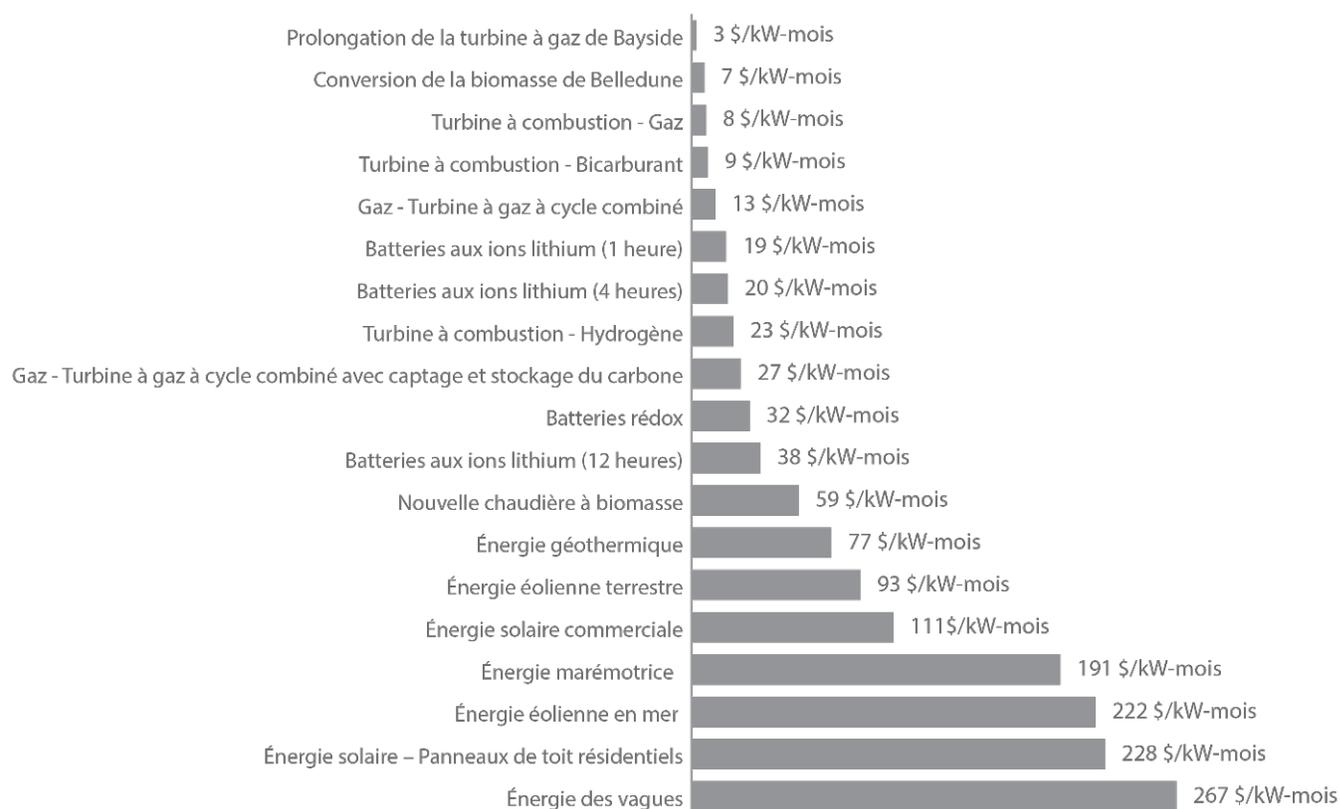
Figure 10.2 : Coût moyen actualisé de l'énergie (en \$ de 2022)



### 10.6.2 Coût moyen actualisé de la capacité

Le coût moyen actualisé de la capacité représente les recettes par unité de capacité (exprimées en \$ par kilowatt-mois [kW-mois]) adaptées au crédit de capacité de chaque option nécessaire pour recouvrer tous les investissements et les frais fixes de fonctionnement. Énergie NB doit maintenir une production de réserve correspondant à 20 % de sa charge ferme. Pour les technologies de production distribuables traditionnelles, la capacité installée et le crédit de capacité sont égaux. Quant aux technologies intermittentes ou non répartissables, le crédit de capacité est inférieur à la capacité installée (voir section 9.2). Ainsi, le coût moyen actualisé de capacité est plutôt élevé comparativement aux ressources de production répartissables et non intermittentes. Les coûts moyens actualisés varient de 3 \$/kW-mois pour la prolongation de la turbine à gaz de Bayside à 267 \$/kW-mois pour l'énergie houlomotrice. Bien qu'il soit théoriquement possible d'acheter de la capacité auprès des territoires voisins à long terme, de tels achats ne sont pas considérés comme pratiques ou conformes aux exigences de sécurité énergétique, car tous les territoires voisins d'Énergie NB s'attendent à une croissance importante de la charge, en particulier en hiver, période pendant laquelle le Nouveau-Brunswick a le plus besoin de capacité.

Figure 10.3 : Coût moyen actualisé de la capacité (en \$ de 2022)



### 10.6.3 Coût moyen actualisé de l'énergie et coût moyen actualisé de la capacité de stockage

Le coût du stockage doit tenir compte de l'efficacité de la boucle du réseau ainsi que de l'actualisation de la capacité installée pour tenir compte de la contribution du réseau à la capacité de charge. Les systèmes de batteries ne produisent pas d'électricité, mais stockent l'énergie précédemment produite pour la renvoyer au réseau en cas de besoin. Ce processus entraîne des pertes et les différentes batteries offrent un rendement variable de la boucle.

Pour calculer le coût moyen actualisé de l'énergie pour les batteries, Énergie NB calcule le coût moyen de l'énergie pendant la recharge, ajoute le coût des pertes pendant la recharge, le stockage et la décharge afin d'obtenir une valeur le coût moyen actualisé de l'énergie envoyée sur le réseau. Pour calculer le coût moyen actualisé de la capacité de stockage, Énergie NB divise le coût prévu de la construction du système de stockage par la capacité de charge de la batterie.

Si l'on compare les options de stockage aux turbines à combustion, l'une des options de capacité les moins coûteuses, elles ne sont pas rentables à court terme pour les utilisations de capacité à faible consommation d'énergie, mais semblent devenir rentables dans certains scénarios à la fin de la période prévue par le PIR. Le coût et l'efficacité des solutions de stockage continuent de progresser ; dans cette hypothèse, les solutions de stockage commencent à être sélectionnées à la fin de la période prévue par le PIR.

#### **10.6.4 Coût du financement privé**

Le coût du capital des projets énergétiques privés est estimé en examinant l'expérience réelle récente de grands producteurs d'énergie indépendants au Canada. À partir de cette information, le PIR prévoit un coût moyen pondéré du capital après impôt de 7,78 % pour les projets privés, comparativement à 5,99 % pour les projets publics (voir section 5 [Hypothèses économiques]). En moyenne, le coût plus élevé du financement privé fait augmenter d'environ 20 % le coût moyen actualisé de l'énergie et de la capacité pour les options d'approvisionnement en vue de la production.

D'autres facteurs peuvent contribuer à combler l'écart entre le financement privé et le financement public. Certains projets d'énergie renouvelable peuvent bénéficier de subventions ou de certains incitatifs fiscaux qui pourraient contribuer à réduire le coût global de ces projets pour les payeurs de tarifs. Plusieurs incitatifs sont offerts pour les projets appartenant à Énergie NB ou à des investisseurs, qui sont souvent admissibles à des incitatifs fiscaux pour les investissements dans les énergies renouvelables. Les entités privées peuvent également apporter des gains d'efficacité et d'échelle aux projets.

La structure de propriété des projets a d'importantes répercussions sur les finances globales d'Énergie NB, en particulier sur le bilan, mais elle n'a pas de répercussions notables sur les besoins en revenus globaux pour une technologie donnée. Pour cette raison, Énergie NB a supposé un modèle de propriété d'Énergie NB pour toutes les nouvelles ressources d'approvisionnement, à l'exception des projets éoliens et solaires. Énergie NB a l'habitude de passer des contrats d'approvisionnement en énergie renouvelable dans la province par le biais d'accords d'achat d'électricité et le PIR suppose un arrangement similaire.

#### **10.6.5 Résumé des coûts moyens actualisés**

En s'appuyant sur l'analyse du coût moyen actualisé et sur l'évaluation de la charge et de la ressource, il est possible d'établir des plans de recharge pour le réseau qui peuvent être évalués en détail par la modélisation du coût de production et des aspects financiers. Les plans du réseau doivent tenir compte des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, des limites d'émissions de gaz à effet de serre et de la rotation du stock de capital à long terme.

Les options d'approvisionnement varient beaucoup quant aux coûts d'énergie et de la capacité. L'analyse reposait sur les profils des émissions, les caractéristiques de distribution et les données économiques. Le profil des émissions de chaque option a été examiné pour garantir qu'un niveau suffisant d'options de production d'énergie décarbonisée était rendu disponible dans l'analyse, afin de satisfaire à la norme de portefeuille renouvelable et aux objectifs de consommation énergétique nette zéro. Les caractéristiques de distribution de chaque option ont été passées en revue pour garantir le respect des diverses exigences régissant le réseau et la réserve. Enfin, les coûts moyens actualisés ont été révisés et les technologies de production uniques présentant les coûts les plus bas ont été incluses dans l'analyse initiale.

Les technologies de production à coûts élevés ou à faibles coûts qui ne sont pas techniquement réalisables au Nouveau-Brunswick ont été éliminées. Dans le cas d'options similaires, une seule technologie faisait l'objet d'une analyse. Par exemple, l'option éolienne en mer n'a pas été retenue pour une analyse plus approfondie, car elle ressemble beaucoup à l'option éolienne terrestre, mais son coût moyen actualisé de l'énergie est beaucoup plus élevé.

Selon les résultats de l'analyse de coût moyen actualisé, des exigences du réseau et des caractéristiques environnementales et de distribution de chaque option d'approvisionnement, la combinaison suivante d'options traditionnelles et de substitution a été choisie pour évaluation approfondie à l'aide du modèle d'expansion de la capacité détaillé PLEXOS.

- Énergie supplémentaire de la centrale de Grand-Sault
- Énergie d'achat d'interconnexion seulement
- Prolongation de la turbine à gaz à cycle simple de la centrale de Bayside
- Turbine à gaz à cycle simple – bicarburant
- Gaz – Turbine à gaz à cycle combiné
- Conversion de la biomasse de Belledune
- Gaz – turbine à gaz à cycle combiné avec captage et stockage du carbone
- Turbine à combustion à gaz alimentée par de l'hydrogène
- Énergie éolienne terrestre
- Énergie solaire – suivi de la consommation
- Petit réacteur modulaire
- Batteries aux ions lithium (4 heures)

## 11 Analyse et résultats

### 11.1 Méthodologie

Conformément à la *Loi sur l'électricité* et au PIR de 2020, le présent PIR utilise comme paramètres de mesure principaux le coût le moins élevé pour le service et de la quantité d'émissions de gaz à effet de serre ayant le moins d'incidence. Le coût le moins élevé est calculé en échelonnant la valeur actuelle des estimations des besoins partiels en revenus annuels<sup>61</sup> sur 20 ans pour chaque plan d'expansion. L'incidence des émissions est déterminée en calculant le total des émissions produites pour chaque plan au cours de l'horizon de planification de 20 ans. Tous les plans sont élaborés de façon à répondre aux besoins en matière de production d'énergie renouvelable et à respecter les règlements relatifs à la gestion des émissions de gaz à effet de serre.

Énergie NB se sert d'une application logicielle appelée PLEXOS pour déterminer le plan d'expansion le moins coûteux. L'application PLEXOS est un modèle de simulation de la production utilisé par les services publics aux fins d'optimisation des activités planifiées à court terme et de la planification de l'expansion à long terme.

Pour élaborer le plan le moins coûteux, toutes les solutions de rechange raisonnables et réalisables en matière d'offre et de demande sont utilisées comme données d'entrée et insérées dans le modèle PLEXOS LT. Le service public est ainsi en mesure de trouver le plan le moins coûteux qui répond aux besoins en électricité prévus au Nouveau-Brunswick tout en respectant tous les objectifs de la politique. Les résultats sont ensuite analysés par PLEXOS MT/ST afin de déterminer la faisabilité opérationnelle du plan. Le module MT/ST est une simulation horaire chronologique qui tient compte de la sécurité énergétique assurée par la fourniture de services accessoires, d'engagements unitaires et de contraintes de montée en puissance, entre autres (par exemple, l'état de charge des batteries). Cela permet de s'assurer que le plan le moins coûteux répond de manière fiable aux exigences futures en matière de charge, aux contraintes environnementales et aux exigences en matière de fiabilité de la production.

---

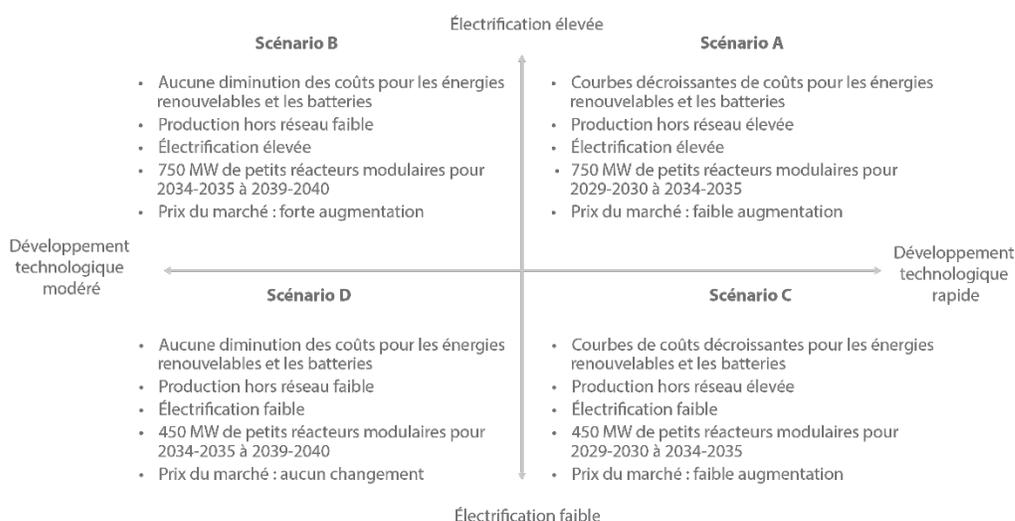
<sup>61</sup> Les besoins partiels en revenus sont définis comme le total des revenus à recouvrer auprès des consommateurs d'électricité de la province. Ce chiffre diffère des besoins en revenus traditionnels dans la mesure où il est diminué des revenus divers et des revenus d'exportation.

Des contrôles de faisabilité opérationnelle sont effectués pour les services accessoires fondés sur la capacité, y compris le contrôle automatique des générateurs, le suivi de la charge, les réserves tournantes et les réserves supplémentaires<sup>62</sup>. Dans la mesure du possible, les contraintes et les coûts liés au transport sont inclus dans l'analyse. Toutefois, des études complètes sur l'exploitation et l'intégration du réseau de transport ne sont pas envisageables et des améliorations du réseau de transport peuvent être nécessaires pour maintenir la fiabilité et la qualité de l'électricité.

## 11.2 Approche fondée sur des scénarios

Le secteur de l'électricité ne cesse d'évoluer et l'avenir est très incertain. Afin d'évaluer de nombreux avenir possibles, Énergie NB a adopté une approche fondée sur des scénarios dans le cadre du PIR. Quatre scénarios différents ont été élaborés pour formuler une série d'hypothèses quant à l'avenir le plus probable. Le tableau ci-dessous présente un résumé des scénarios, qui sont décrits plus en détail dans les sections suivantes.

Figure 11.1 : Sommaire des scénarios



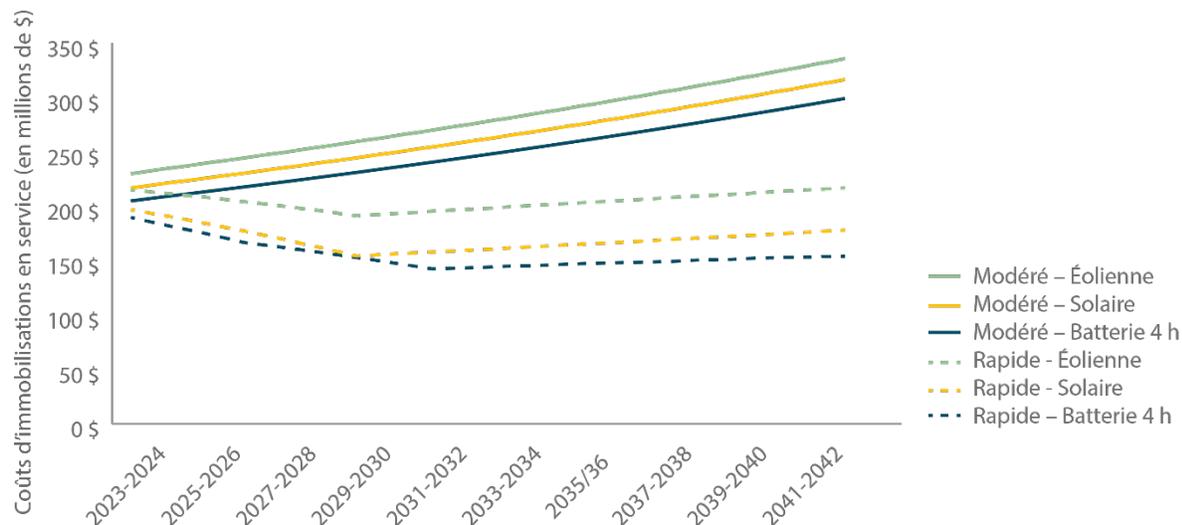
### 11.2.1 Coûts d'investissement des technologies de production

Deux scénarios ont été élaborés pour les coûts d'investissement des technologies de production afin de représenter l'incertitude des coûts à mesure que ces technologies continuent d'être développées. Dans les scénarios de développement technologique rapide (A et C), les courbes de coûts représentées par des lignes en pointillés ont été utilisées<sup>63</sup>. Ces courbes diminuent jusqu'au début des années 2030, puis augmentent légèrement jusqu'à la fin de la période. Dans les scénarios de développement technologique modéré (B et D), les prévisions de coûts pour 2022 ont été indexées sur l'IPC, comme le montrent les lignes pleines ci-dessous. Ces courbes représentent un avenir où les coûts des matières premières ou les goulets d'étranglement dans l'approvisionnement font grimper les coûts globaux à mesure que la demande d'énergies renouvelables s'accélère à l'échelle mondiale. Les deux scénarios devraient servir de limites supérieure et inférieure pour aider à déterminer la sensibilité globale au coût d'investissement des projets.

<sup>62</sup> Pour plus de détails sur les réserves, consulter le tarif d'accès au réseau de transport du Nouveau-Brunswick, annexes 3, 5, et 6. [https://tso.nbpower.com/Public/fr/docs-FR/tariff/TransmissionTariff\\_20230101\\_FR.pdf](https://tso.nbpower.com/Public/fr/docs-FR/tariff/TransmissionTariff_20230101_FR.pdf)

<sup>63</sup> Courbes de coûts prévisionnels fondées sur le rapport d'un conseiller externe (E3). Voir section 10.2 pour plus de détails.

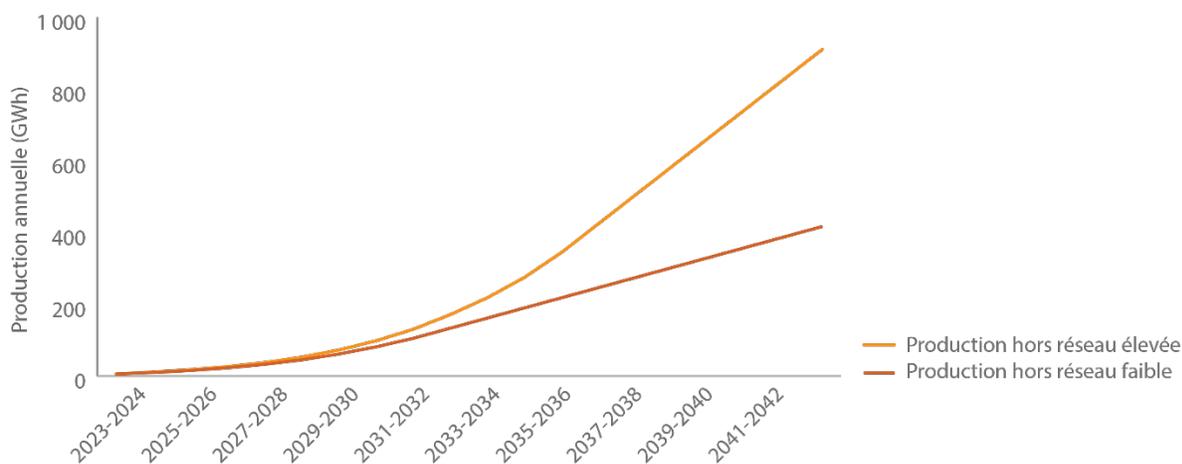
Figure 11.2 : Coûts d'immobilisations en service pour les projets de 100 MW



### 11.2.2 Production hors réseau

Les scénarios de développement technologique rapide (A et C) prévoient une pénétration accrue de la production hors réseau par les clients par le biais de panneaux solaires sur les toits ou d'autres moyens. Les prévisions pour la limite inférieure et la limite supérieure de la production hors réseau sont présentées dans la figure 11.3.

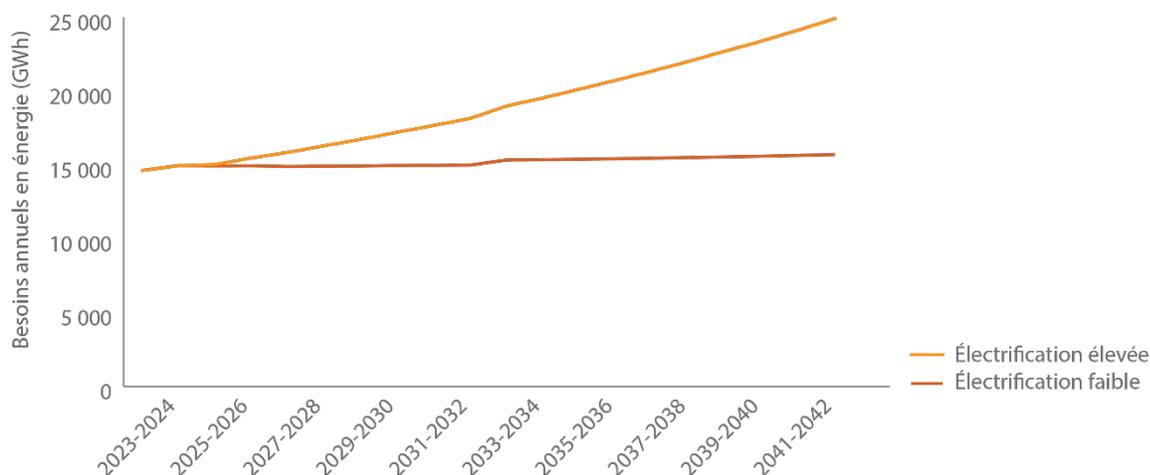
Figure 11.3 : Scénarios de production hors réseau



### 11.2.3 Répercussions de l'électrification élevée et faible sur la prévision de la charge

Le rythme et la portée de l'électrification au Nouveau-Brunswick pourraient entraîner des besoins énergétiques très différents. D'une part, les objectifs croissants en matière d'efficacité énergétique imposés par la province, ainsi que les gains d'efficacité naturelle découlant des nouveaux codes et normes de bâtiment ou de l'amélioration des appareils, pourraient limiter de manière considérable la croissance au cours de la période de planification. D'autre part, la croissance de la consommation d'électricité pour les transports ou les processus industriels pourrait entraîner de fortes augmentations. Les détails des prévisions d'électrification élevée et faible sont présentés à la section 7.10, et les besoins énergétiques globaux pour le Nouveau-Brunswick sont illustrés ci-dessous.

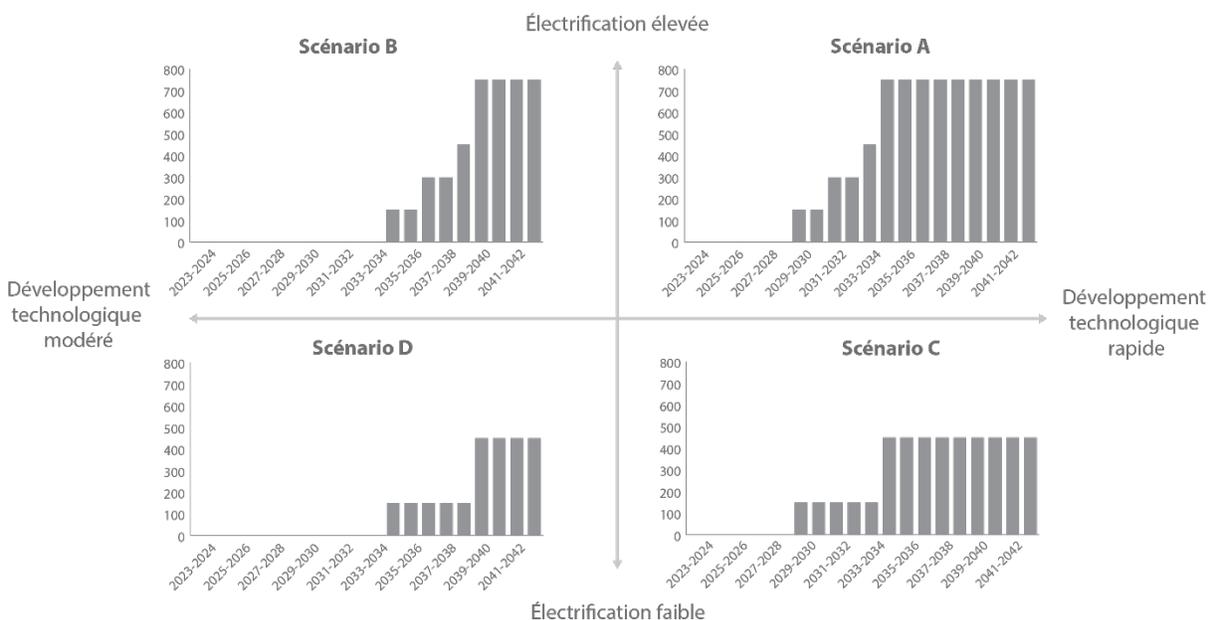
Figure 11.4 : Total des besoins énergétiques dans la province



### 11.2.4 Déploiement des petits réacteurs modulaires (PRM)

Les réacteurs nucléaires avancés ou petits réacteurs modulaires (PRM) représentent une industrie en plein essor qui a un fort potentiel de réduction des émissions mondiales en fournissant une production d'électricité de base stable et fiable, sans émission de gaz à effet de serre. La mesure 7 du plan d'action sur les changements climatiques 2022-2027 (voir section 4.3) prévoit l'élaboration d'une stratégie en matière d'électricité propre, y compris le développement de deux technologies de petits réacteurs modulaires, les premières du genre, pour aider à décarboniser le secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Le présent PIR tient compte de l'incertitude liée aux PRM dans les scénarios en prévoyant une variation du calendrier et de la quantité totale. Dans les scénarios de développement technologique rapide (A et C), on suppose que les PRM seront mis en service entre 2029-2030 et 2034-2035. Dans les scénarios de développement technologique modéré (B et D), on suppose que le déploiement aura lieu entre 2034-2035 et 2039-2040. Le nombre de PRM, entre autres facteurs, dépend du rythme et de la portée de la décarbonisation. Dans les scénarios d'électrification élevée (A et B), on installe des PRM pour 750 MW au cours de la période de planification, tandis que dans les scénarios d'électrification faible (C et D), on n'en installe que pour 450 MW).

Figure 11.5 : Déploiement des PRM par scénario



La section 12.2 examine également une sensibilité sans PRM afin de déterminer les sources de production qui sont compensées par les PRM et d'identifier les autres problèmes qui pourraient survenir.

### 11.2.5 Ajustements des prix de marché

Les prix de marché de l'électricité sur le marché de gros sont assujettis à des fluctuations et à des variations considérables. On suppose que ces prix seront influencés par l'augmentation de l'électrification au Nouveau-Brunswick, qui exercera une pression supplémentaire sur les prix de gros de l'électricité dans la région. En revanche, la disponibilité d'énergies renouvelables à faible coût devrait contribuer à l'inverse à réduire la pression sur les prix de gros de l'électricité. On suppose que ces facteurs feront augmenter ou diminuer les prix du marché tout au long de la période, en fonction du scénario, comme le montre le tableau 11.1.

Table 11.1 : Ajustements des prix de marché par scénario

Scénario	Rythme du développement technologique	Électrification	Ajustement des prix de marché de l'électricité
A	Rapide	Élevée	+10 %
B	Modéré	Élevée	+20 %
C	Rapide	Faible	-10 %
D	Modéré	Faible	Aucun ajustement

### 11.3 Résultats des scénarios de référence

L'avenir de l'électricité au Nouveau-Brunswick est régi par le règlement sur l'électricité propre, décrit à la section 4.3. Ce règlement crée les conditions qui permettent à deux types de ressources de production de prospérer : les technologies non émettrices pour fournir de l'énergie au réseau et les ressources de pointe pour assurer la fiabilité. Tous les scénarios prévoient au moins 300 MW de nouvelles ressources éoliennes d'ici 2027-2028.

Dans les scénarios A et B, où le total des besoins en électricité augmente considérablement, d'importants volumes d'énergie éolienne sont nécessaires d'ici la fin de la période de planification (1 900 MW et 1 800 MW respectivement). Même si cette production contribue à alimenter le réseau en énergie, sa capacité à contribuer à la fiabilité est limitée (voir section 9.2).

L'énergie solaire est également représentée dans les scénarios A et B, où son rôle est similaire à celui de l'énergie éolienne.

Compte tenu des volumes importants d'énergie éolienne intégrés au réseau, les problèmes de fiabilité auxquels est confrontée Énergie NB surviennent pendant les périodes de faible production d'énergie éolienne. Pendant ces périodes, Énergie NB compte sur l'augmentation des importations sur le marché et sur l'augmentation de la production à partir de sources répartissables telles que les installations hydroélectriques, les systèmes de stockage par batterie ou les centrales thermiques de pointe.

Après 2035, les centrales thermiques de pointe telles que Millbank, la centrale de Bayside ou les nouvelles turbines à combustion bicarburant ne pourront être exploitées qu'un nombre limité d'heures au cours d'une année donnée, ce qui représente un défi de taille pour répondre aux besoins énergétiques pendant les périodes prolongées de faible vent et de forte demande.

Les PRM et l'option de conversion de la biomasse de Belledune permettent de gérer ce problème, car ils fournissent une électricité prévisible et fiable au réseau, quelles que soient les conditions météorologiques et sans les contraintes de volume auxquelles les centrales polluantes sont confrontées dans le cadre du règlement sur l'électricité propre.

### 11.3.1 Plans d'expansion

Le plan d'expansion nécessaire pour répondre aux besoins de pointe est résumé dans la série de graphiques ci-dessous. La figure 11.6 illustre la capacité effective (ferme) de chaque ressource pour montrer que chaque scénario répond à ses critères de fiabilité.

L'annexe D comprend des tableaux qui présentent les plans d'expansion détaillés pour chaque scénario.

Dans tous les cas, on constate des contributions considérables en termes de capacité des PRM, des turbines à combustion bicarburant et de l'option de prolongation de la centrale de Bayside. La conversion de la biomasse de Belledune est envisagée dans les scénarios A, B et D. Des programmes de gestion de la demande sont prévus à la fin de la période dans chaque scénario.

La contribution de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et du stockage par batterie à la capacité effective est réduite de la capacité installée conformément à l'analyse de la capacité de charge effective présentée à la section 9.2. La capacité installée réelle de chaque installation est présentée à la figure 11.7. Cela donne une idée de l'importance de ces technologies, en particulier des éoliennes terrestres.

Figure 11.6 : Capacité effective (ferme) par scénario

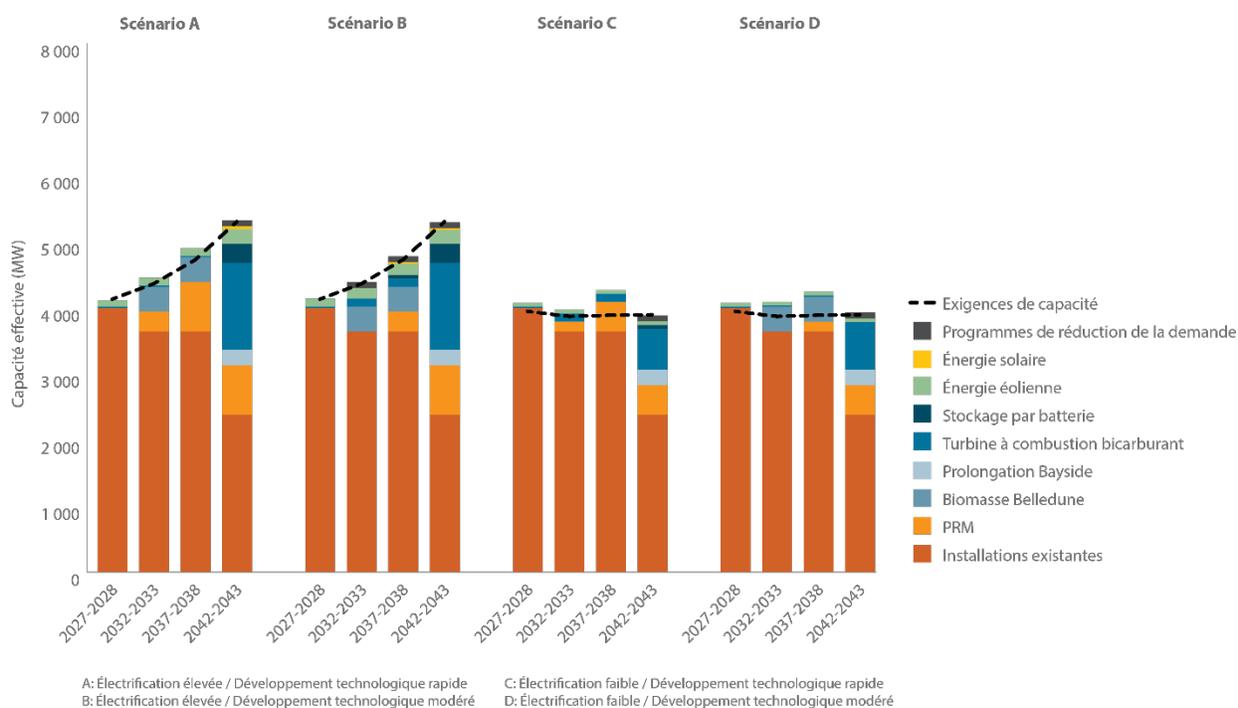
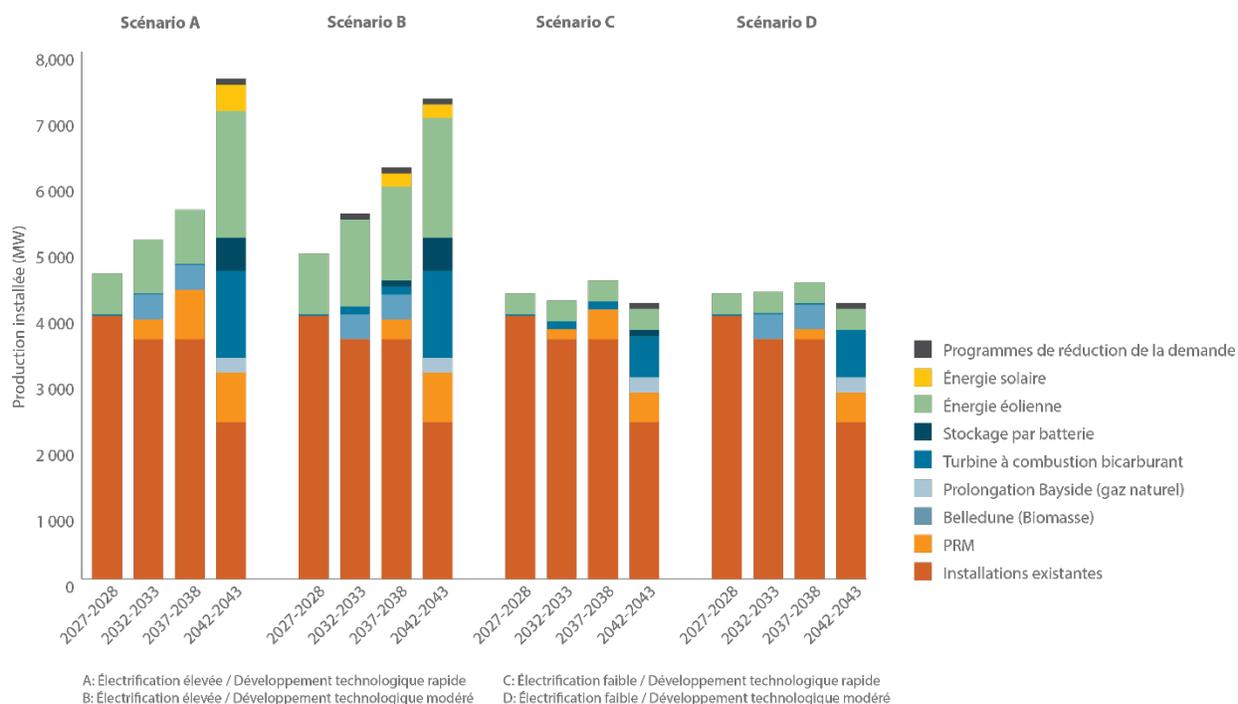


Figure 11.7 : Production installée par scénario



L'installation d'une capacité éolienne d'au moins 300 MW est prévue dans les premières années de chaque scénario. Cela reflète le coût réduit de l'énergie éolienne par rapport au coût variable des prix des combustibles sur les importations du marché.

Dans les scénarios d'électrification élevée (A et B), on prévoit la construction d'éoliennes supplémentaires, avec une montée en puissance tout au long de la période d'étude, pour répondre aux besoins croissants en énergie. Ces deux scénarios prévoient également l'intégration de l'énergie solaire dans le bouquet énergétique.

L'écart entre les scénarios de développement technologique rapide (A et C), dont les coûts d'investissement globaux sont moins élevés, et les scénarios de développement technologique modéré (B et D) est très faible, ce qui suggère que le déploiement de nouvelles ressources renouvelables est moins sensible aux coûts d'investissement qu'à d'autres facteurs tels que les besoins de charge et la réalisation des objectifs politiques.

Le tableau 11.2 présente un résumé des projets nécessaires dans tous les scénarios de référence. Ces projets apportent une valeur ajoutée pour le réseau et ne sont pas sensibles aux principales incertitudes identifiées (électrification et rythme de développement de la technologie).

Table 11.2 : Sommaire des mesures courantes

Année	Production installée	Technologie
2026-2027	300 MW	Énergie éolienne
2027-2028 à 2032-2033	668 MW	Projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac
2034-2035	150 MW	PRM
2038-2039	230 MW	Prolongation de la turbine à gaz de Bayside
2039-2040	450 MW	PRM
2040-2041	600 MW	Turbine à combustion - Bicarburant
2040-2041	90 MW	Gestion de la demande

Dans tous les scénarios de référence, l'ajout de 300 MW d'énergie éolienne est une solution avantageuse pour les clients d'Énergie NB en 2026-2027 en réduisant les coûts du combustible et de l'électricité achetée. En février 2023, Énergie NB a lancé une demande de déclaration d'intérêt pour des projets d'énergie renouvelable afin de faire progresser ses efforts pour augmenter sa capacité installée en énergie renouvelable.

Le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac est prévu dans tous les scénarios de référence. Il apporte une valeur importante aux clients, comme l'explique en détail la section 12.1.

Le calendrier et le volume des PRM varient selon les scénarios de référence, mais on prévoit l'installation d'au moins 150 MW d'ici 2034-2035 et 450 MW d'ici 2039-2040 dans tous les scénarios. Le rôle des PRM dans l'atteinte de la consommation nette zéro est examiné en détail à la section 12.2.

La prolongation de la turbine à gaz de Bayside, les 600 MW de turbines à combustion bicarburant et les 90 MW de gestion de la demande permettent de fournir la capacité nécessaire pour remplacer les centrales de Bayside et de Coleson Cove qui seront mises hors service. La capacité de produire de l'électricité à partir de combustibles gazeux et liquides permettra également d'intégrer des combustibles renouvelables à l'avenir (par exemple, le biodiesel, le gaz naturel renouvelable, l'hydrogène).

D'autres ressources nouvelles sont nécessaires dans certains scénarios, mais ne sont pas communes à tous. Le projet de conversion de la biomasse de Belledune est retenu dans trois des quatre scénarios. Il est recommandé qu'Énergie NB continue d'étudier le rôle de la centrale de Belledune au-delà de 2030, ce qui comprend l'exploration d'autres options de combustible et l'adoption d'une approche fondée sur le risque en ce qui concerne les conditions potentielles prévues dans les années 2030.

Le volume des projets d'énergie éolienne, solaire et de stockage par batterie est sensible au rythme de l'électrification, les besoins étant plus importants dans les scénarios d'électrification élevée. Les prévisions de charge futures fourniront des indications clés sur le volume du potentiel d'électrification, ce qui déterminera à son tour le besoin de ressources éoliennes, solaires et de capacité de stockage par batterie supplémentaire.

### **11.3.2 Bilan énergétique et émissions**

Le bilan énergétique illustré à la figure 11.8 montre la contribution décroissante de la production émettrice au fil du temps. Après 2035 en particulier, le rôle de la production émettrice est strictement limité à la fiabilité et à l'intégration des énergies renouvelables, ce qui entraîne une réduction marquée des gaz à effet de serre ; dans tous les scénarios, on parvient à une réduction de 98 % par rapport aux niveaux de 2005. Bien que les détails du règlement sur l'électricité propre n'aient pas été finalisés au moment de la rédaction du présent document, cette réduction des émissions est conforme ou supérieure aux analyses de la consommation nette zéro réalisées par les experts de l'industrie au cours des dernières années (par exemple, la feuille de route pour l'énergie propre au Canada atlantique<sup>64</sup>).

---

<sup>64</sup> « Feuille de route pour l'énergie propre au Canada (2022) ». Comité de planification de l'énergie propre de Ressources naturelles Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/images/publications/2022/FEUILLE%20DE%20ROUTE%20POUR%20L'E%20%95%A0%C3%BCNERGIE%20PROPRE%20AU%20CANADA%20ATLANTIQUE-ACC.pdf>

Figure 11.8 : Bilan énergétique par scénario

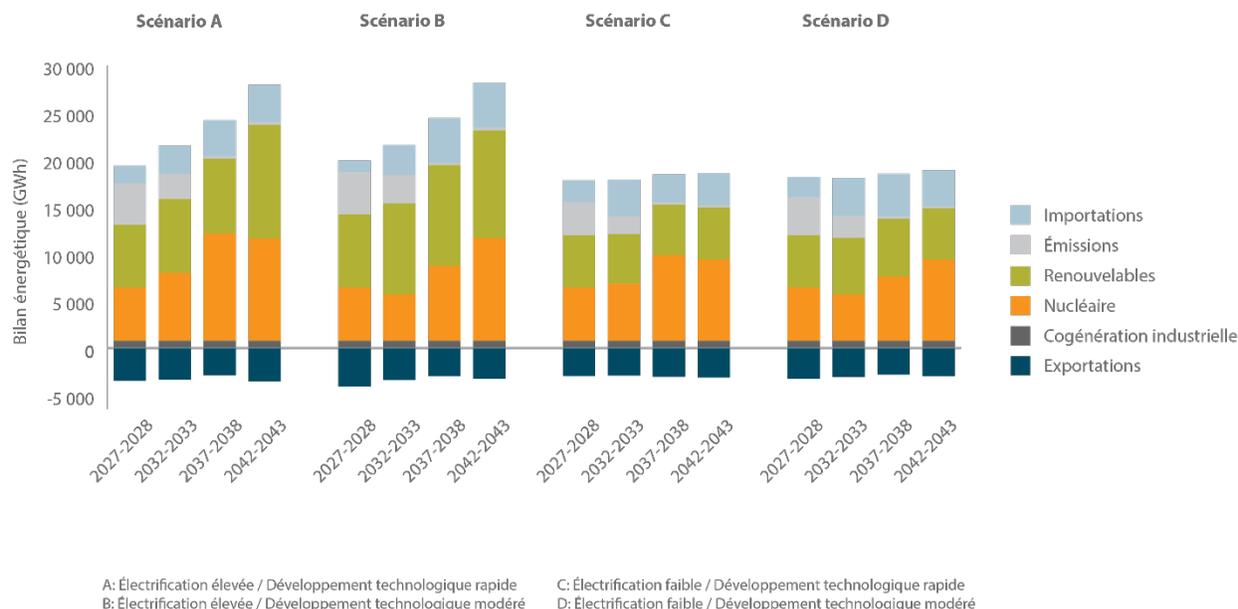
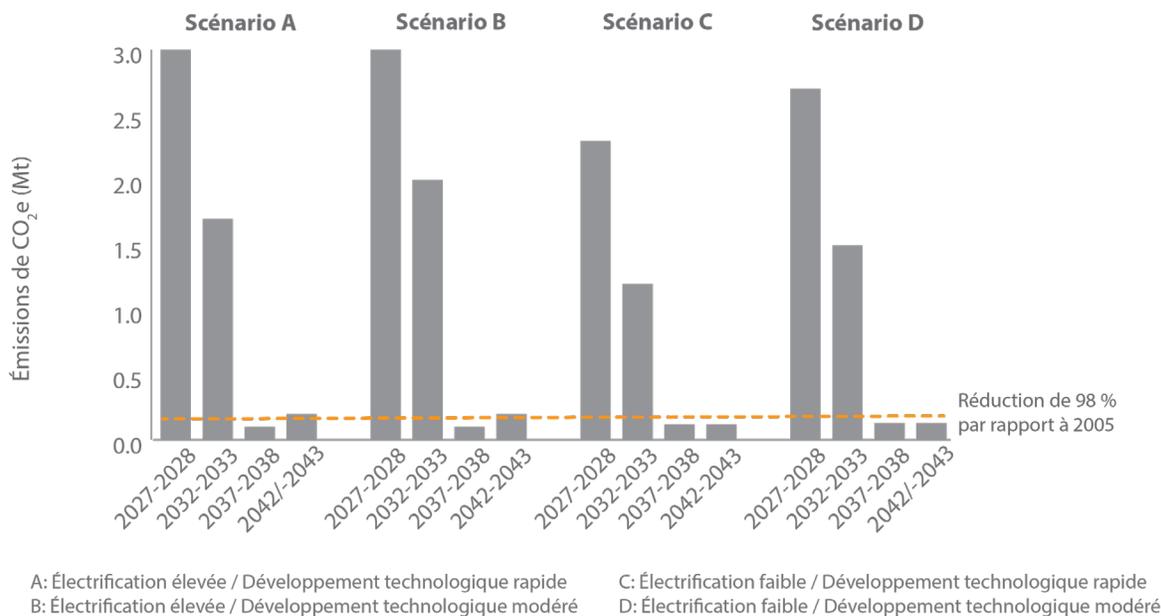


Figure 11.9 : Réduction des émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>e) par scénario



Après 2035, le réseau produira moins de 175 000 tonnes d'émissions.

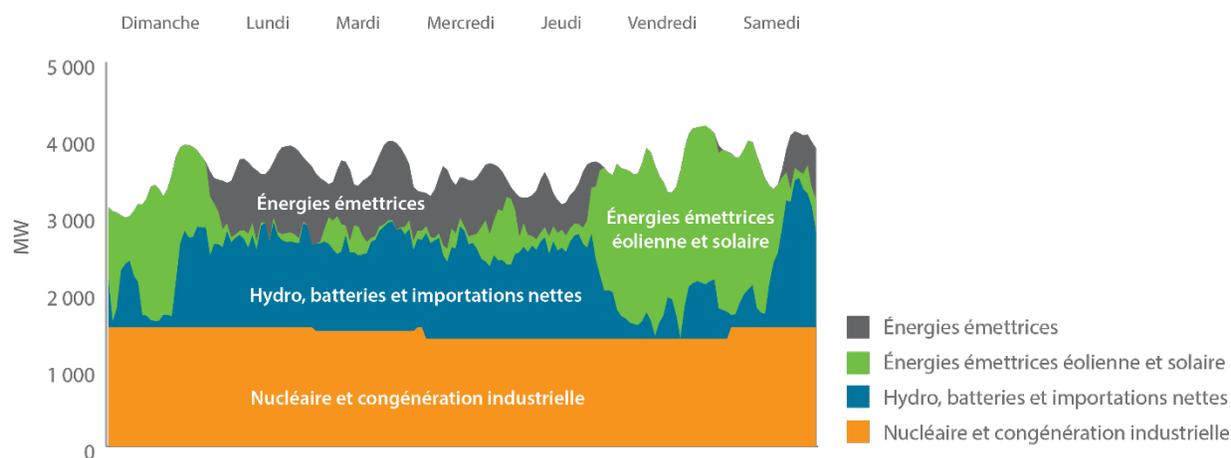
Le volume résiduel est l'équivalent d'éliminer le chauffage au mazout de 1 000 foyers, de retirer 3 500 véhicules à essence de la circulation ou de planter 350 000 arbres chaque année<sup>65</sup>.

<sup>65</sup> On estime que les économies d'émissions de GES sur la durée de vie sont de 175 tonnes par maison chauffée au mazout, de 50 tonnes par véhicule à essence et de 0,5 tonne par arbre.

### 11.3.3 Caractéristiques opérationnelles (horaires)

Une vue de la répartition horaire peut également permettre de mieux comprendre comment les besoins en énergie sont satisfaits à un niveau de résolution plus fin. La figure 11.10 ci-dessous montre la répartition horaire pour le scénario A au cours d'une semaine de janvier 2043 avec un vent relativement faible. Il convient de noter que sans la production thermique, 20 à 30 % des clients seraient privés d'électricité pendant quatre jours. Le réseau aurait besoin d'un volume excessif de stockage par batterie pour maintenir l'adéquation de la production au cours de cette période difficile sans la disponibilité des ressources thermiques<sup>66</sup>. Le rôle de la production thermique, qui peut injecter de l'énergie dans le réseau pendant des périodes prolongées pour maintenir la fiabilité, est primordial alors que la population devient de plus en plus dépendante de l'électricité.

Figure 11.10 : Bilan énergétique horaire pour une semaine de janvier 2043 (scénario A)

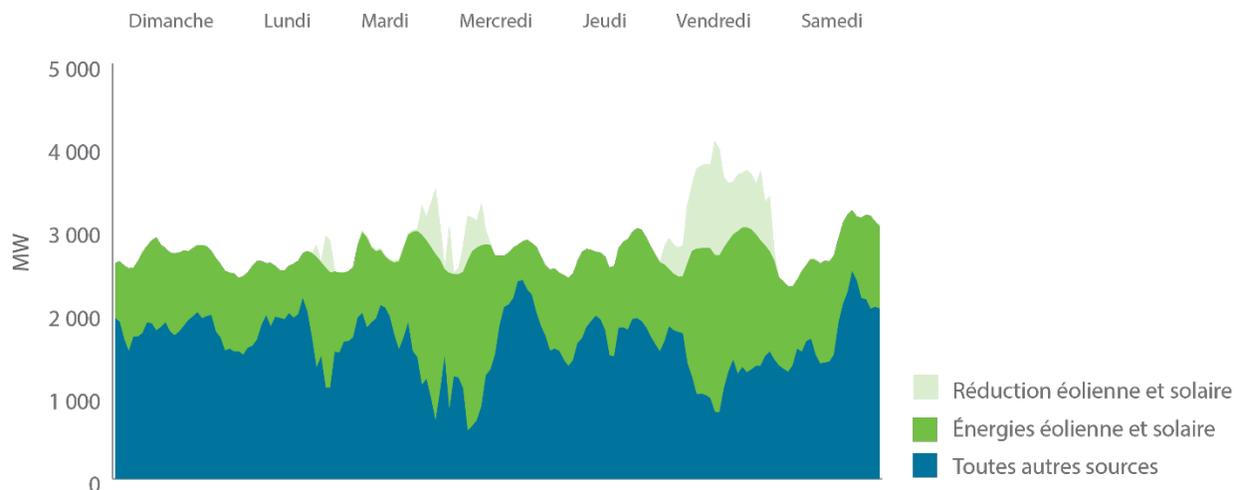


Les périodes de faible charge posent un autre type de défi, dans la mesure où la surproduction peut poser des problèmes. La figure 11.11 montre une semaine d'octobre 2042 dans le scénario A, où la production excédentaire est d'abord exportée vers les territoires voisins jusqu'à sa limite<sup>67</sup>, puis doit être réduite pour maintenir la fiabilité. À mesure que la pénétration des énergies renouvelables augmente, la capacité à réduire la production pour répondre aux besoins de réduction devient de plus en plus importante.

<sup>66</sup> À titre d'exemple, il faudrait 16 000 MW supplémentaires de stockage par batterie de 4 heures, ou plus de 5 000 MW de stockage par batterie de plus longue durée (12 heures). Le coût approximatif en 2042-2043 serait de 24 milliards de \$ ou de 20 milliards de \$ respectivement.

<sup>67</sup> Les exportations dépendent des besoins des voisins, des contraintes actuelles du réseau et de la valeur marchande. Une production renouvelable variable supplémentaire pourrait limiter les possibilités d'exportation au-delà des contraintes observées sur le marché actuel.

Figure 11.11 : Bilan énergétique horaire pour une semaine d'octobre 2042 (scénario A)



#### 11.3.4 Répercussions financières

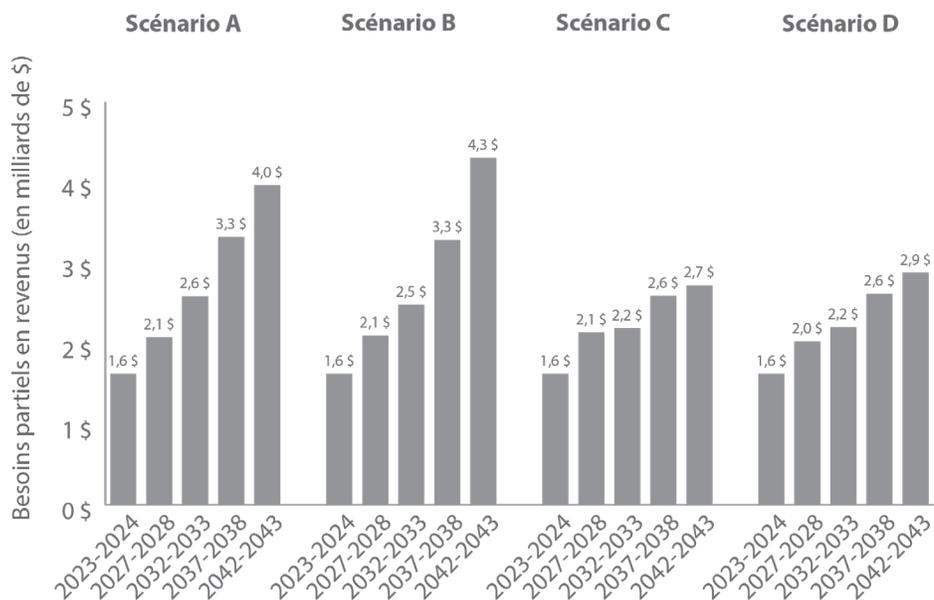
La situation financière de chaque scénario de référence est indépendante et n'est pas facilement comparable à celle des autres scénarios en raison des différences dans les hypothèses de coût des intrants et des besoins énergétiques globaux. Il vaut mieux prévoir des comparaisons entre les scénarios dans la section relative à la sensibilité, où la valeur ou le coût des projets peuvent être comparés de manière plus appropriée. Les coûts présentés doivent plutôt être considérés comme l'éventail des résultats possibles, en fonction de l'évolution de la situation dans les années à venir.

Deux vues sur les coûts ont été préparées pour aider à comprendre l'impact des scénarios et les changements politiques attendus qui entraînent des changements dans le plan d'expansion global : les besoins partiels en revenus annuels et les besoins partiels en revenus annuels normalisés pour les volumes d'énergie dans la province, ce qui donne une vue du coût moyen pour desservir les clients.

Les besoins partiels en revenus sont calculés comme le total des revenus à percevoir par le biais des tarifs en vigueur auprès des clients de la province<sup>68</sup>. Ce montant est également net de tout revenu divers ou d'exportation qui aide à compenser le coût pour les clients du Nouveau-Brunswick. Il convient de noter que ce chiffre est différent des besoins en revenus totaux présentés dans la demande générale de tarifs soumise par 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 dans la figure 11.12 ci-dessous.

<sup>68</sup> Il convient de noter que certains scénarios nécessiteront d'importants travaux d'amélioration du réseau de transport à l'intérieur du Nouveau-Brunswick. Ces coûts nécessitent une étude plus approfondie et ne sont pas pris en compte dans le présent PIR.

Figure 11.12 : Besoins partiels en revenus par scénario

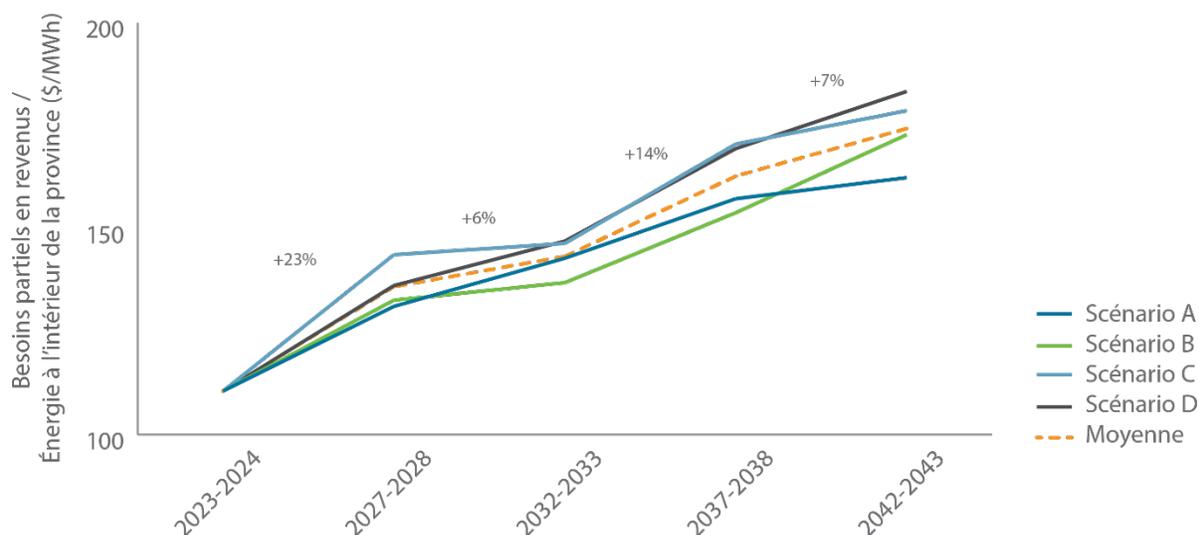


A: Électrification élevée / Développement technologique rapide  
 B: Électrification élevée / Développement technologique modéré

C: Électrification faible / Développement technologique rapide  
 D: Électrification faible / Développement technologique modéré

Les besoins partiels en revenus sont les plus élevés dans les scénarios A et B, principalement en raison des charges plus importantes à desservir. Les augmentations les plus importantes se produisent de 2023-2024 à 2027-2028 en raison du ratio d'endettement ciblé d'Énergie NB et de 2032-2033 à 2037-2038 en raison du règlement sur l'électricité propre. La figure 11.13 normalise les besoins en revenus partiels en fonction du volume des ventes d'énergie dans la province, et montre le coût moyen pour desservir les clients chaque année.

Figure 11.13 : Coût moyen pour desservir les clients (besoins partiels en revenus/besoins énergétiques à l'intérieur de la province) par scénario<sup>69</sup>



Entre 2023-2024 et 2027-2028, le coût moyen pour desservir les clients (besoins partiels en revenus/énergie à l'intérieur de la province) augmente considérablement dans tous les scénarios, en moyenne de 23 % en seulement quatre ans. Ceci est motivé par l'objectif d'Énergie NB de réduire sa dette et d'atteindre une structure financière composée d'au moins 20 % de capitaux propres. Cela exerce une forte pression à la hausse sur les tarifs à court terme. Sur les cinq années suivantes, le coût moyen pour desservir les clients augmente à un rythme plus modéré. La période suivante connaît à nouveau de fortes augmentations (+14 % en moyenne pour la période de cinq ans), en raison de l'entrée en vigueur du règlement sur l'électricité propre en 2035. Le coût pour desservir les clients se stabilise à nouveau entre 2037-2038 et 2042-2043, où les augmentations sont modérées.

Un autre résultat de l'analyse est que les scénarios d'électrification élevée (A et B) ont généralement des coûts pour desservir les clients inférieurs à ceux des scénarios d'électrification faible (C et D), ce qui suggère qu'il y a des économies d'échelle à réaliser en augmentant la charge dans la province.

## 12 Sensibilités

L'objectif de l'analyse de sensibilité du PIR est de donner un aperçu de ce à quoi pourraient ressembler les voies vers un réseau électrique à consommation nette zéro d'Énergie NB et de mettre en évidence le rôle des principaux projets dans la réalisation de cette vision, ainsi que d'identifier les principaux risques. Trois grands projets ont été retenus pour l'analyse de sensibilité : le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, le développement des PRM et la boucle de l'Atlantique. Le projet d'atteinte de la durée utile de la centrale de Mactaquac et le déploiement des PRM sont prévus dans les scénarios de référence, de sorte que l'analyse de sensibilité explore les scénarios inverses dans lesquels ces projets ne sont pas menés à bien (retrait de la centrale Mactaquac et absence de PRM). Comme la boucle de l'Atlantique n'est pas prévue dans les scénarios de référence, l'analyse de sensibilité examine les effets de sa prise en compte.

<sup>69</sup> Les augmentations en pourcentage sont indiquées pour la moyenne des quatre scénarios et couvrent entièrement la période entre les années. Par exemple, l'augmentation de 23 % entre 2023-2024 et 2027-2028 équivaut à une augmentation annuelle moyenne de 5,3 %.

La comparaison des coûts par rapport aux scénarios de référence fournira des indications sur la sensibilité au coût global d'un projet dans la période de planification (2023-2024 à 2042-2043), mais une analyse complète de chaque grand projet n'est pas prévue dans les sensibilités au retrait de la centrale de Mactaquac ou à l'absence de PRM. La sensibilité de la boucle de l'Atlantique comprend des estimations des coûts d'investissement et d'exploitation, bien qu'il y ait une incertitude considérable sur les incidences du soutien fédéral ou du financement préférentiel de la Banque de l'infrastructure du Canada. Une analyse de rentabilité pour l'un ou l'autre de ces projets devrait tenir compte de ces coûts, ainsi que d'autres facteurs (par exemple, les différentes durées de vie des projets), mais cela ne relève pas du champ d'application du présent PIR, qui est plus directement axé sur la décarbonisation et les voies globales menant à la consommation nette zéro.

## **12.1 Sensibilité du retrait de la centrale de Mactaquac**

La centrale hydroélectrique de Mactaquac est une installation au fil de l'eau avec une capacité de production hydroélectrique installée de 668 MW, et fournit de l'énergie propre et économique à environ 12 % des foyers et entreprises du Nouveau-Brunswick. Énergie NB propose un projet visant à faire en sorte que la centrale puisse fonctionner pendant sa durée de vie utile initiale de 100 ans grâce à une approche modifiée de l'exécution de travaux d'entretien, de l'ajustement et du remplacement de l'équipement mécanique au fil du temps. Cette proposition est le résultat de trois années de recherches menées par des experts, notamment des scientifiques, des ingénieurs, des membres du public et des communautés des Premières Nations.

Le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac permettrait de poursuivre l'exploitation de la centrale au-delà de 2030, prolongeant ainsi sa durée de vie jusqu'en 2068. La centrale de Mactaquac est une composante essentielle de l'infrastructure de production du Nouveau-Brunswick et il est important de comprendre les solutions de rechange au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac. Il ne s'agit pas d'une recommandation en faveur du projet ; les sensibilités pour le retrait de Mactaquac explorent les voies menant à un réseau électrique à consommation nette zéro si le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac n'était pas mis en œuvre.

### **12.1.1 Approche et hypothèses**

La centrale de Mactaquac a une capacité de production de 668 MW d'électricité à partir de six turbines. La centrale sert à produire de l'électricité pour répondre aux besoins de période de pointe et de suivi de la charge, ainsi qu'à fournir les services accessoires, tels que le réglage automatique de la production et la condensation synchrone. La centrale de Mactaquac joue un rôle essentiel dans le réseau électrique du Nouveau-Brunswick dans la mesure où elle fournit des réserves tournantes et non tournantes pour divers scénarios de défaillance exigés par le North American Electric Reliability Council (NERC), y compris une capacité de démarrage rapide et de démarrage à froid. À l'heure actuelle, Mactaquac assure 75 % de la capacité de production hydroélectrique d'Énergie NB, 20 % des besoins en énergie de pointe du Nouveau-Brunswick et 30 % des besoins en énergie renouvelable de la province. Elle offre une fiabilité en temps réel et équilibre l'offre et la demande d'heure en heure.

L'analyse de cette sensibilité porte strictement sur les changements dans l'équilibre global du réseau en ce qui concerne la production. L'analyse ne tient pas compte des coûts d'investissement du projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, ni des coûts liés au transport qui seraient nécessaires si la centrale était mise hors service. L'analyse tient compte des services accessoires fondés sur la capacité, comme le réglage automatique de la production, le suivi de la charge et la réserve d'exploitation, tandis que d'autres services, comme la réponse à la fréquence, le contrôle de la tension et le démarrage à vide du réseau, ne sont pas pris en compte dans le présent PIR.

### 12.1.2 Résultats et discussions

Le remplacement de la centrale de Mactaquac nécessite trois services principaux

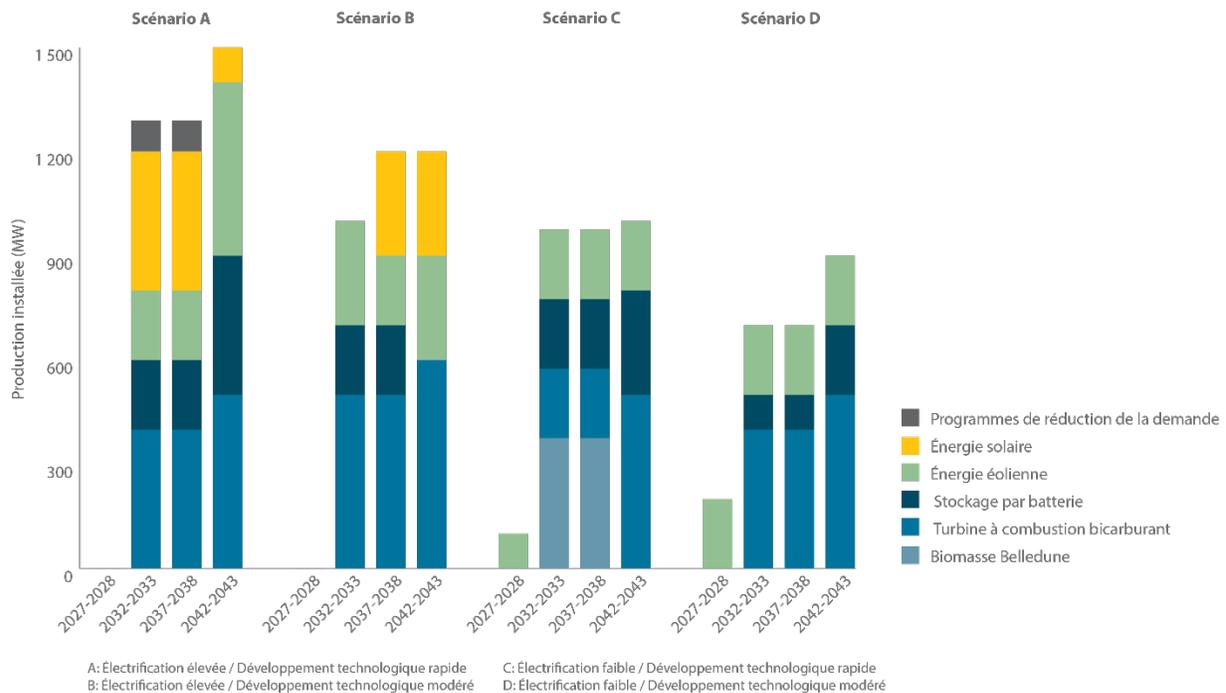
- l'énergie renouvelable pour maintenir la fiabilité du réseau indépendamment des contraintes environnementales, telles que le règlement sur l'électricité propre à venir<sup>70</sup>

la capacité de satisfaire aux exigences minimales en matière d'adéquation de la production prescrites par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)

- la capacité de services accessoires pour l'équilibrage de l'énergie en temps réel et le maintien des réserves d'exploitation requises

La figure 12.1 montre les ressources supplémentaires nécessaires pour remplacer les services de Mactaquac. Le total de la capacité installée pour la sensibilité est la somme des valeurs de la figure 12.1 et de celles de la figure 11.7. Ce total est présenté à l'annexe D.

Figure 12.1 : Capacité de production de remplacement de la centrale de Mactaquac

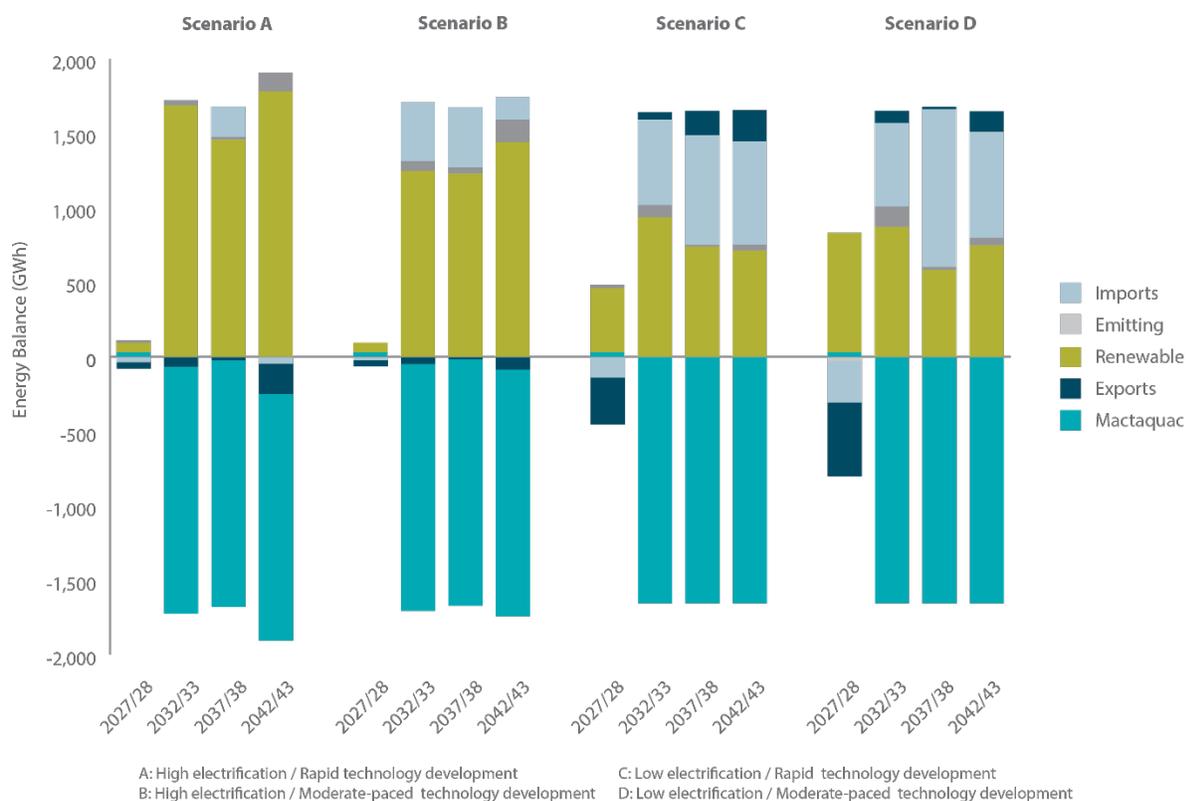


Dans le scénario A, la capacité de remplacement provient d'un mélange de turbines à combustion bicarburant, de stockage par batterie et de l'accélération du programme de gestion de la demande de 90 MW. L'énergie de remplacement provient d'un mélange d'énergie éolienne et solaire supplémentaire. Des batteries supplémentaires permettront d'équilibrer les ressources renouvelables variables et de fournir des services accessoires. Le scénario B suit des tendances semblables.

<sup>70</sup> Les plans d'expansion des scénarios de mise hors service de la centrale de Mactaquac reposent sur l'hypothèse que le règlement sur l'électricité propre sera en vigueur en 2035. Si seules les politiques actuellement en vigueur étaient prises en compte, la production thermique représenterait une part beaucoup plus importante de l'énergie de remplacement et de la fourniture de services accessoires. Les émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de ces scénarios seraient supérieures d'environ une mégatonne à celles des scénarios qui prévoient le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

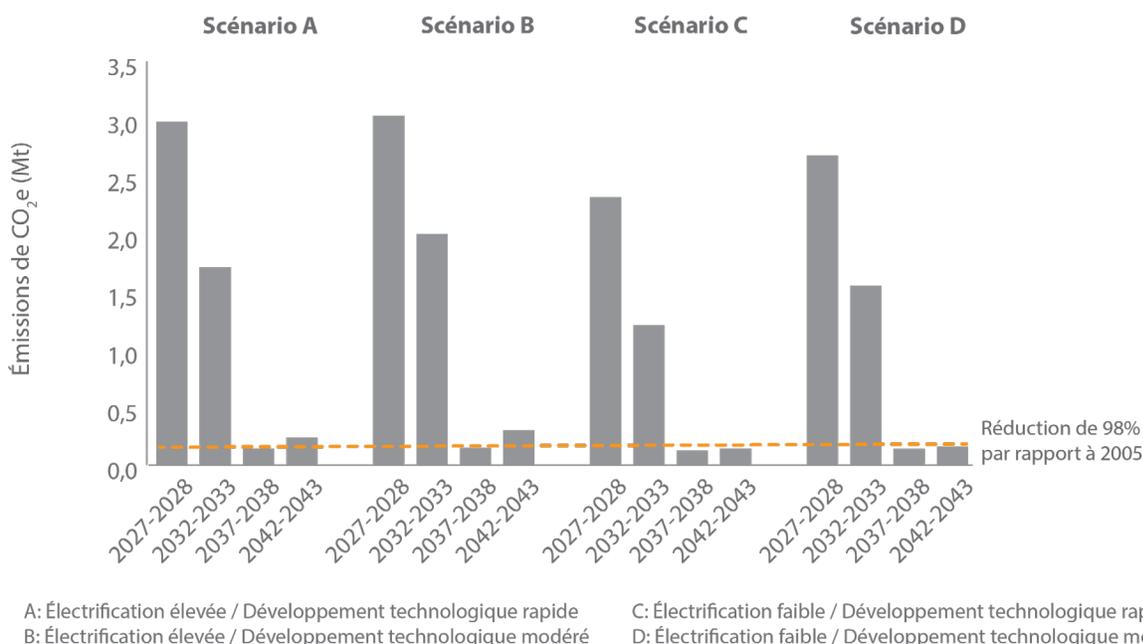
Dans le scénario C, une partie de l'énergie et de la capacité est remplacée dans les années 2030 par la conversion de la biomasse de Belledune<sup>71</sup>. À la fin de la période, la capacité provient de turbines à combustion et de batteries de stockage, et le remplacement de l'énergie provient d'un mélange de production éolienne et d'achats sur le marché. Les scénarios C et D prévoient la construction de moins d'énergies renouvelables dans la province parce qu'il reste une capacité d'importation en raison des charges relativement faibles, alors que dans les scénarios A et B, la capacité d'importation est plus souvent atteinte en raison de l'augmentation de la charge due à l'électrification élevée.

Figure 12.2 : Énergie de remplacement de la centrale de Mactaquac



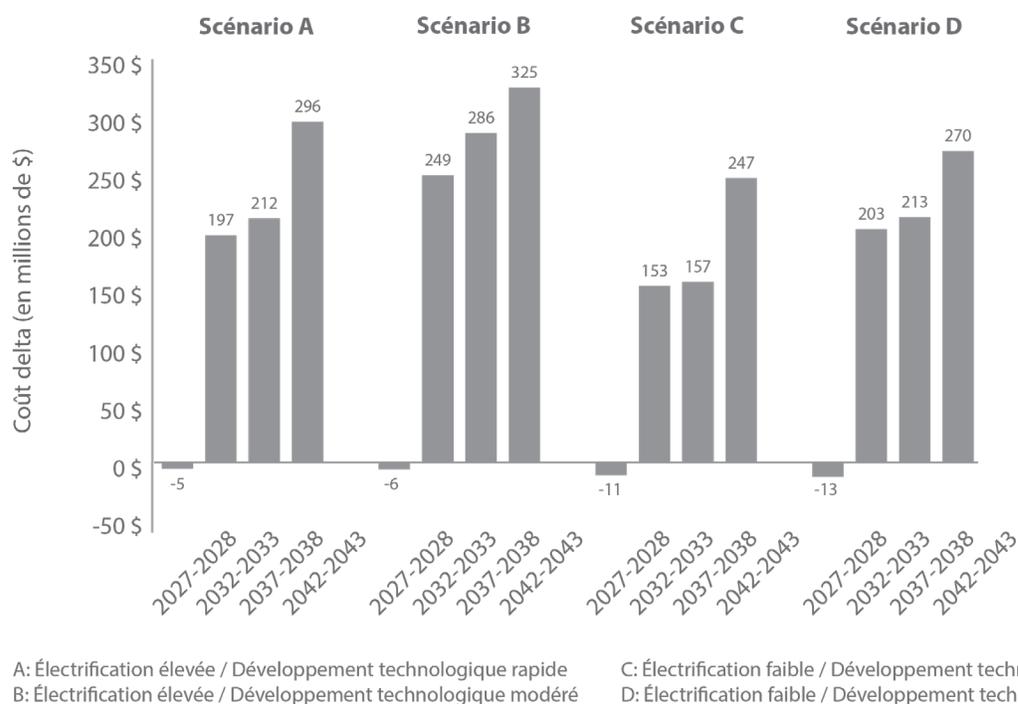
<sup>71</sup> L'option de conversion de la biomasse de Belledune est prévue dans les scénarios de référence A, B et D. Cela signifie qu'elle ne peut pas « remplacer » la centrale de Mactaquac dans ces scénarios, puisqu'elle est déjà prise en compte. Le projet de conversion de la biomasse de Belledune est retenu dans tous les scénarios de mise hors service de la centrale de Mactaquac.

Figure 12.3 : Émissions de GES – Scénarios de retrait de la centrale de Mactaquac



Les émissions présentées dans la figure 12.3 montrent en moyenne de légères augmentations par rapport aux scénarios de référence, mais restent dans la fourchette d'une réduction de 98 % par rapport aux niveaux de 2005 après 2035. Le règlement sur l'électricité propre impose des réductions draconiennes des émissions globales, de sorte que ce résultat n'est pas inattendu.

Figure 12.4 : Variation des coûts de production par rapport aux scénarios de référence (à l'exclusion des coûts liés au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac)



La variation des coûts de production présentée dans la figure 12.4 est une mesure de la valeur du projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac pour le réseau en compensant le besoin de ressources de production supplémentaires et d'énergie de remplacement. Cela exclut tous les coûts directement liés au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

On observe une légère baisse en 2027-2028 où le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac est amorcé dans les scénarios de référence, mais où la centrale de Mactaquac fonctionne à plein rendement dans les scénarios de retrait de Mactaquac. La valeur du projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac augmente au cours des autres années, car de nouvelles ressources doivent être mises en place dans le cadre des scénarios de retrait de la centrale de Mactaquac. La valeur est la plus faible dans le scénario C en raison de la disponibilité de la conversion de la biomasse de Belledune en tant que solution de rechange peu coûteuse. En 2042-2043, la valeur des scénarios qui prévoient le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac se situe entre 247 millions et 325 millions de \$ par an<sup>72</sup>. Sur la période 2030-2068, la valeur totale, y compris les investissements compensatoires et l'énergie de remplacement, varie entre un maximum d'environ 3,8 milliards de \$ dans le scénario B et un minimum de 2,8 milliards de \$ dans le scénario C (valeur actualisée nette en \$ de 2022). Ces estimations ne tiennent pas compte des coûts de mise à niveau du réseau de transport liés au retrait de Mactaquac ni de certains services accessoires tels que le démarrage à froid, la réponse à la fréquence et le contrôle de la tension.

La centrale hydroélectrique de Mactaquac est un élément essentiel de la transition vers un réseau d'électricité à consommation nette zéro. Sans elle, d'autres énergies renouvelables variables doivent être construites et, sans les services d'équilibrage et les réserves d'exploitation assurés par la centrale de Mactaquac, les coûts grimpent rapidement en flèche. La centrale de Mactaquac permet également l'intégration à faible coût des énergies renouvelables, ce qui deviendra de plus en plus important à l'avenir. Sans la centrale de Mactaquac, le réseau serait constitué de grandes quantités d'énergies renouvelables intermittentes, équilibrées par des batteries, des importations et des turbines à combustion à faible facteur de capacité. Ce type de conception du réseau s'écarte considérablement des conditions d'exploitation actuelles et nécessite des études supplémentaires pour déterminer les améliorations à apporter au transport et à la distribution. Ces études ne relèvent pas du champ d'application du présent PIR.

## 12.2 Sensibilité sans PRM

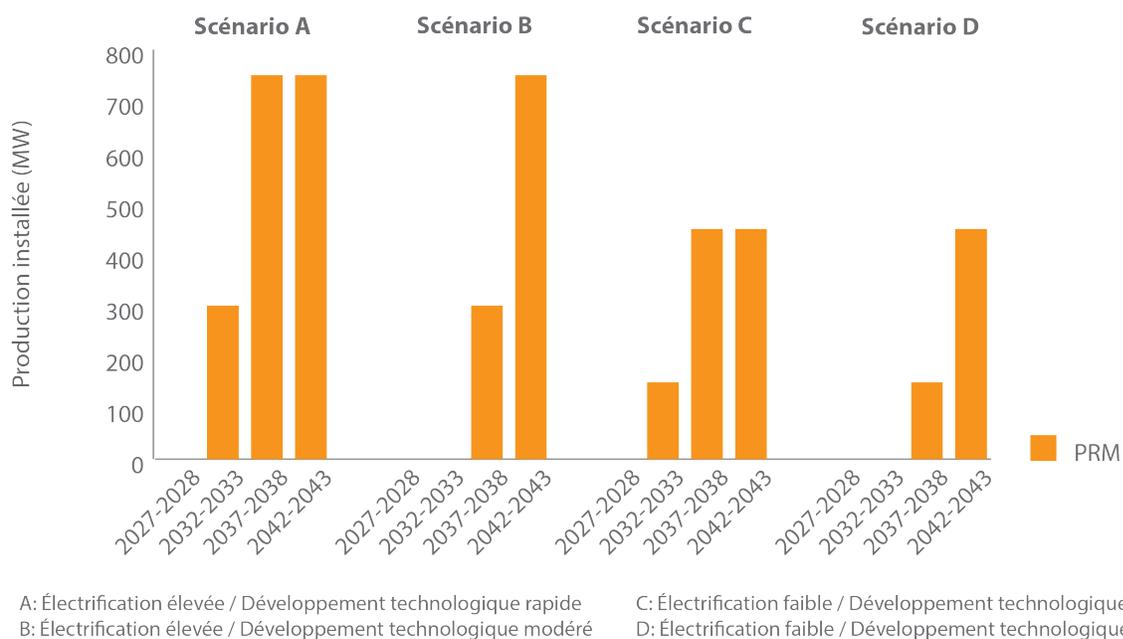
Les réacteurs nucléaires avancés ou petits réacteurs modulaires (PRM) représentent une industrie en plein essor qui a un fort potentiel de réduction des émissions mondiales en fournissant une production d'électricité de base stable et fiable, sans émission de gaz à effet de serre. Énergie NB, en collaboration avec le gouvernement du Nouveau-Brunswick, s'efforce de faire progresser la conception des PRM avancés en vue d'une démonstration commerciale au Nouveau-Brunswick. La mesure 7 du plan d'action sur les changements climatiques 2022-2027 (voir section 4.3) prévoit l'élaboration d'une stratégie en matière d'électricité propre, y compris le développement de deux technologies de petits réacteurs modulaires, les premières du genre, pour aider à décarboniser le secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Il est important de comprendre la viabilité des solutions de rechange aux PRM, c'est pourquoi une sensibilité sans PRM est incluse en vue d'explorer ce sujet. Il ne s'agit pas d'une recommandation de poursuivre le projet, mais plutôt d'une étude de sensibilité qui étudie d'autres voies vers un réseau d'électricité à consommation nette zéro qui ne comprend pas de PRM avancés.

### 12.2.1 Approche et hypothèses

La sensibilité sans PRM étudie les voies menant à un réseau électrique à consommation nette zéro si le Nouveau-Brunswick ne poursuivait pas ses efforts en matière de PRM avancés. Le déploiement de PRM est détaillé à la section 11.2.4. La portée de cette sensibilité est simplement de retirer les réacteurs du plan et de permettre au modèle d'expansion de la capacité de choisir économiquement, en tenant compte de tous les objectifs politiques, le remplacement de ces réacteurs. Les hypothèses concernant la poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire de Point Lepreau au cours de la période n'ont pas été modifiées.

<sup>72</sup> La production prévue de Mactaquac est de 1 657 GWh par an. L'actualisation de ce coût pour l'énergie produite se traduit par une économie équivalente de 150 à 200 \$/MWh.

Figure 12.5 : Capacité de production installée des PRM prévue dans les scénarios de référence

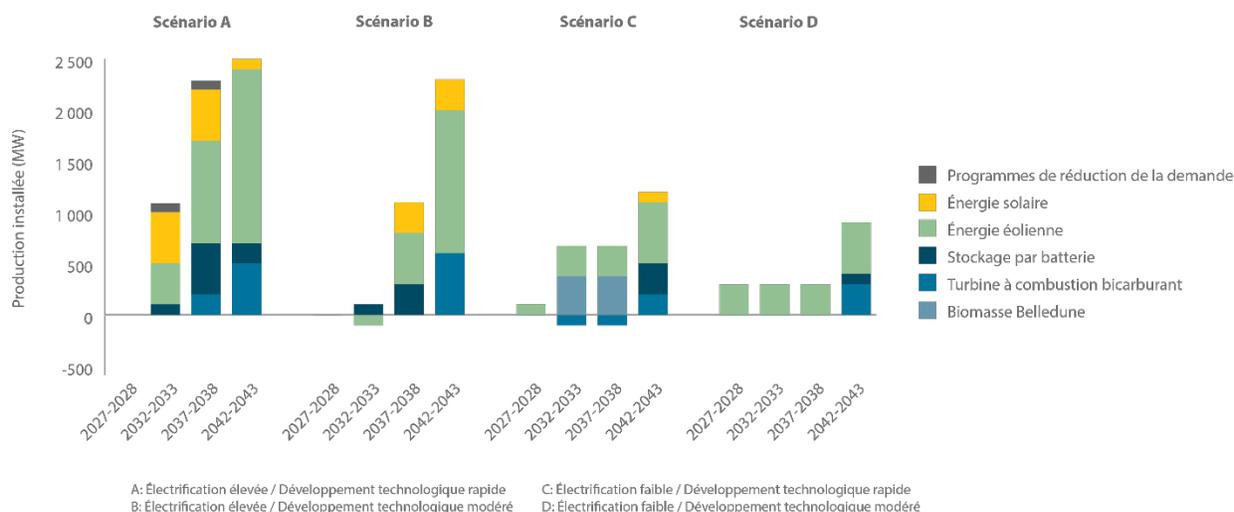


L'analyse de cette sensibilité porte strictement sur les changements dans les coûts globaux de l'équilibre du réseau pour la production. L'analyse ne tient pas compte des coûts d'investissement ou d'exploitation des PRM ni des coûts liés au transport qui en découleraient. L'analyse tient compte des services accessoires fondés sur la capacité, comme le réglage automatique de la production, le suivi de la charge et la réserve d'exploitation.

### 12.2.2 Résultats et discussions

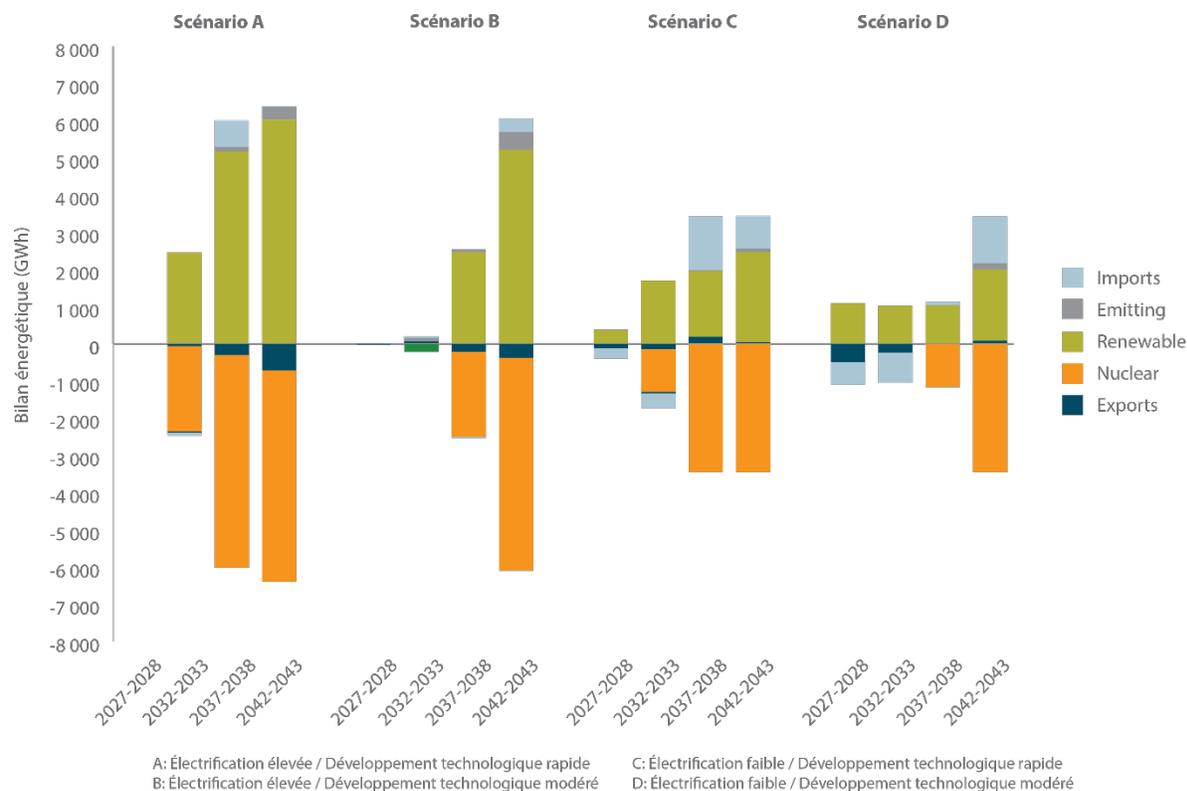
Le rôle des PRM sur le réseau électrique est de fournir au réseau une énergie de base sans carbone ainsi qu'une capacité permettant de maintenir la fiabilité. La figure 12.6 montre les sources de production supplémentaires qui seraient nécessaires en l'absence de PRM. Le total de la capacité de production installée pour la sensibilité serait la somme des valeurs de la figure 12.6 et de celles de la figure 11.7. Ce total est présenté à l'annexe D.

Figure 12.6 : Variation de la capacité installée – Scénarios sans PRM par rapport aux scénarios de référence



La capacité de remplacement des PRM provient d'un mélange de turbines à combustion et de nouvelles batteries de stockage. Dans le scénario C, les besoins en capacité sont satisfaits dans les années 2030 par la conversion de la biomasse de Belledune<sup>73</sup>. L'énergie éolienne et l'énergie solaire contribuent à combler le déficit énergétique.

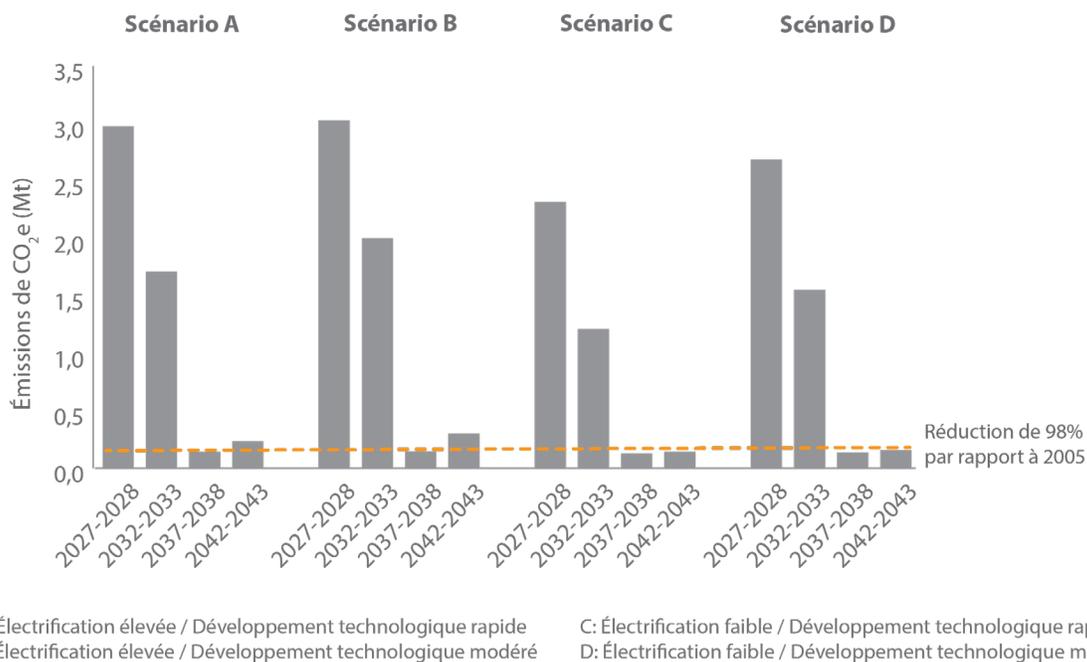
Figure 12.7 : Énergie de remplacement des PRM



<sup>73</sup> L'option de conversion de la biomasse de Belledune est prévue dans les scénarios de référence A, B et D. Cela signifie qu'elle ne peut pas « remplacer » les PRM dans ces scénarios, puisqu'elle est déjà prise en compte. Le projet de conversion de la biomasse de Belledune est retenu dans tous les scénarios sans PRM.

Dans les scénarios C et D, l'énergie de remplacement provient d'un mélange d'énergies renouvelables (principalement l'énergie éolienne) et d'importations. Dans les scénarios A et B, une grande partie de l'énergie provient d'énergies renouvelables (principalement l'énergie éolienne). Dans tous les scénarios, on observe une légère augmentation de la production émettrice et, par conséquent, une légère augmentation des émissions totales. Après 2035, la majorité des années atteignent encore l'objectif de 98 % de réduction par rapport aux niveaux de 2005, mais les émissions de quelques-unes de ces années sont légèrement plus élevées.

Figure 12.8 : Émissions de GES – Scénarios sans PRM

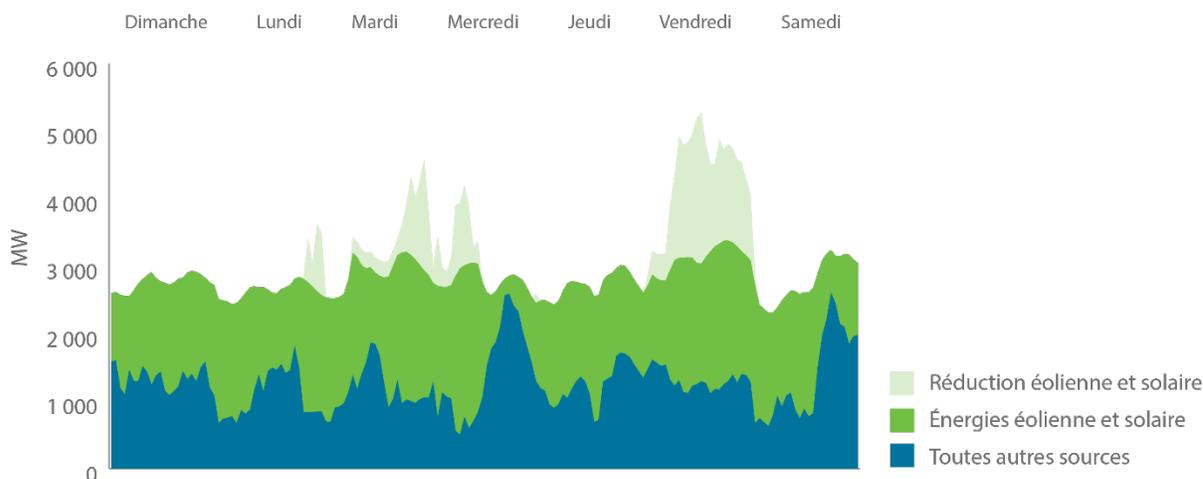


Le total de la capacité éolienne et solaire construite en 2042-2043 pour remplacer l'énergie des 750 MW de PRM dans le scénario A est de 1 900 MW d'énergie éolienne avec 100 MW d'énergie solaire et dans le scénario B de 1 800 MW d'énergie éolienne avec 300 MW d'énergie solaire. Cela s'ajoute aux plans d'expansion des scénarios de référence et à la capacité installée actuelle. Dans l'ensemble, ces deux scénarios totalisent plus de 3 000 MW d'énergie éolienne et plus de 500 MW d'énergie solaire, soit une multiplication par plus de 10 de la pénétration actuelle des énergies renouvelables variables au Nouveau-Brunswick.

Cette échelle et cette portée de la pénétration des énergies renouvelables variables n'ont jamais été étudiées au Nouveau-Brunswick auparavant. Compte tenu de la complexité des contraintes de transport et du contrôle de la tension et de la fréquence, des études opérationnelles sont nécessaires pour déterminer l'impact de la variabilité et de l'erreur de prévision sur l'exploitation et la fiabilité. Cette situation est encore compliquée par la réduction des autres sources de production dans la province dans les scénarios où il n'y a pas de PRM. La figure 12.9 montre la variabilité prévue de l'énergie éolienne et solaire sur une semaine d'octobre 2042 dans le scénario A sans PRM. En comparaison avec la figure 11.11, deux éléments ressortent. D'abord, la variabilité des autres ressources a augmenté de manière considérable alors que le volume global d'énergie provenant de ces sources a diminué. Cela signifie que l'équilibre du réseau nécessitera une plus grande flexibilité tout en fonctionnant à des niveaux de production plus faibles.

Ensuite, le volume des réductions a augmenté jusqu'à 2 200 MW pendant certaines heures. Cela souligne la nécessité d'intégrer le contrôle et la capacité de réduction dans les futures ententes d'achat d'énergie éolienne et solaire.

Figure 12.9 : Production horaire pour une semaine d'octobre 2042 dans le scénario A – Sensibilité sans PRM



En l'absence de PRM, des énergies renouvelables variables supplémentaires sont intégrées au réseau. L'échelle et la portée des énergies renouvelables variables prévues dans les scénarios A et B ne ressemblent à aucun plan de réseau jamais présenté par Énergie NB<sup>74</sup>. À ces taux de pénétration élevés, la réduction devient la norme, ce qui modifie entièrement la dynamique des activités quotidiennes et crée un risque important jusqu'à ce que des études opérationnelles plus approfondies puissent être réalisées.

Les coûts des PRM constituent une autre incertitude importante. Tant que l'on n'aura pas acquis plus de certitude sur toutes ces questions, il ne sera pas possible de réaliser une analyse coûts-avantages complète, de sorte qu'elle n'est pas incluse dans la présente analyse.

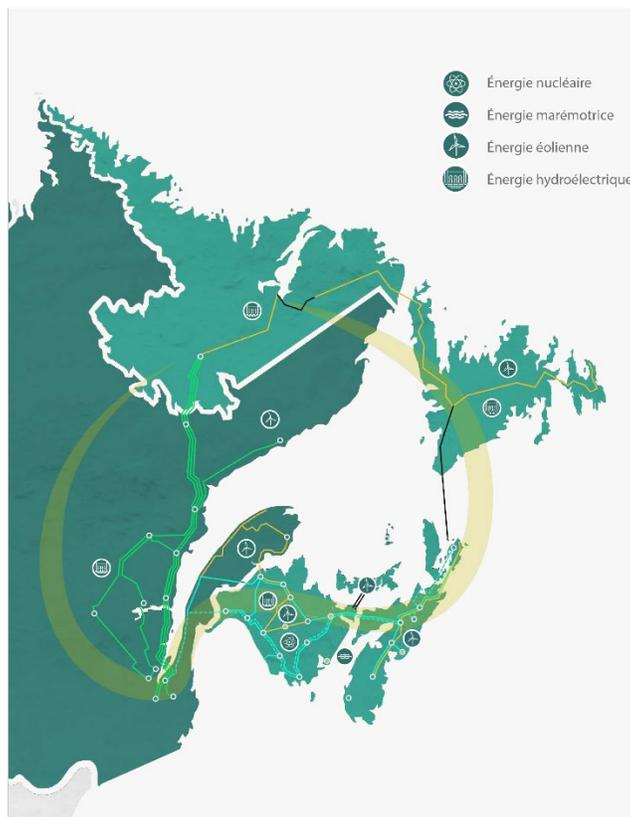
Malgré cela, les PRM jouent un rôle essentiel dans la voie vers une consommation nette zéro au Nouveau-Brunswick. Compte tenu de l'augmentation de la charge liée à l'électrification, les PRM constituent une source de production stable et prévisible dans un avenir où cela sera de moins en moins le cas. Il est recommandé qu'Énergie NB et le gouvernement du Nouveau-Brunswick continuent de collaborer pour faire progresser le développement des PRM, notamment en réalisant les études de réseau nécessaires pour bien comprendre les coûts et les avantages pour les Néo-Brunswickois.

### 12.3 Sensibilité de la boucle de l'Atlantique

La boucle de l'Atlantique est un projet d'infrastructure de transport qui augmenterait la capacité d'importation d'électricité renouvelable du Québec vers les provinces maritimes. Le projet consisterait en une ligne de transport à courant continu haute tension (CCHT) de 1 150 MW reliant Manicougan, au Québec, à un poste à CCHT situé à Salisbury, au Nouveau-Brunswick. Des lignes de transport de courant alternatif (CA) supplémentaires seraient construites pour acheminer l'énergie à travers le Nouveau-Brunswick jusqu'en Nouvelle-Écosse.

<sup>74</sup> À titre de comparaison, la pénétration des énergies renouvelables variables envisagée dans le PIR 2020 était de 278 MW supplémentaires d'énergie éolienne.

Figure 12.10 : La boucle de l'Atlantique proposée augmenterait la capacité d'importation d'électricité dans les provinces maritimes<sup>75</sup>



La boucle de l'Atlantique a suscité une attention nationale en raison de son potentiel à permettre l'élimination progressive de l'électricité produite à partir du charbon en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. La nouvelle infrastructure de transport renforcerait les voies actuellement limitées et réduirait les goulets d'étranglement dans l'infrastructure existante, notamment dans le sud-est du Nouveau-Brunswick.

Bien que les avantages du projet soient nombreux, l'investissement en capital à lui seul est évalué à environ six (6) milliards de \$, ce qui représente un obstacle important à franchir pour apporter de la valeur aux Néo-Brunswickois. Le projet repose sur la disponibilité d'énergie renouvelable au Québec au-delà des volumes d'importation existants.

### 12.3.1 Approche et hypothèses

La sensibilité de la boucle de l'Atlantique explore les voies menant à un réseau électrique à consommation nette zéro qui sont rendues possibles par des projets de transport supplémentaires visant à importer de l'énergie renouvelable depuis l'extérieur de la province. Il ne s'agit pas d'un document décisionnel sur ce sujet, ni d'une recommandation de réaliser des projets, mais simplement d'une exploration des voies menant à une consommation nette zéro grâce à la boucle de l'Atlantique.

La boucle de l'Atlantique permet la mise en service, en 2030, d'une capacité de transport supplémentaire de 1 150 MW entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, ainsi que le renforcement de l'interface avec la Nouvelle-Écosse. Pour cette sensibilité, on suppose que la capacité de transport est priorisée pour moitié pour le Nouveau-Brunswick et pour moitié pour la Nouvelle-Écosse. Tout flux ou toute transaction sur la partie néo-écossaise devrait se poursuivre à travers le Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Écosse et n'entre pas dans le cadre de la présente analyse.

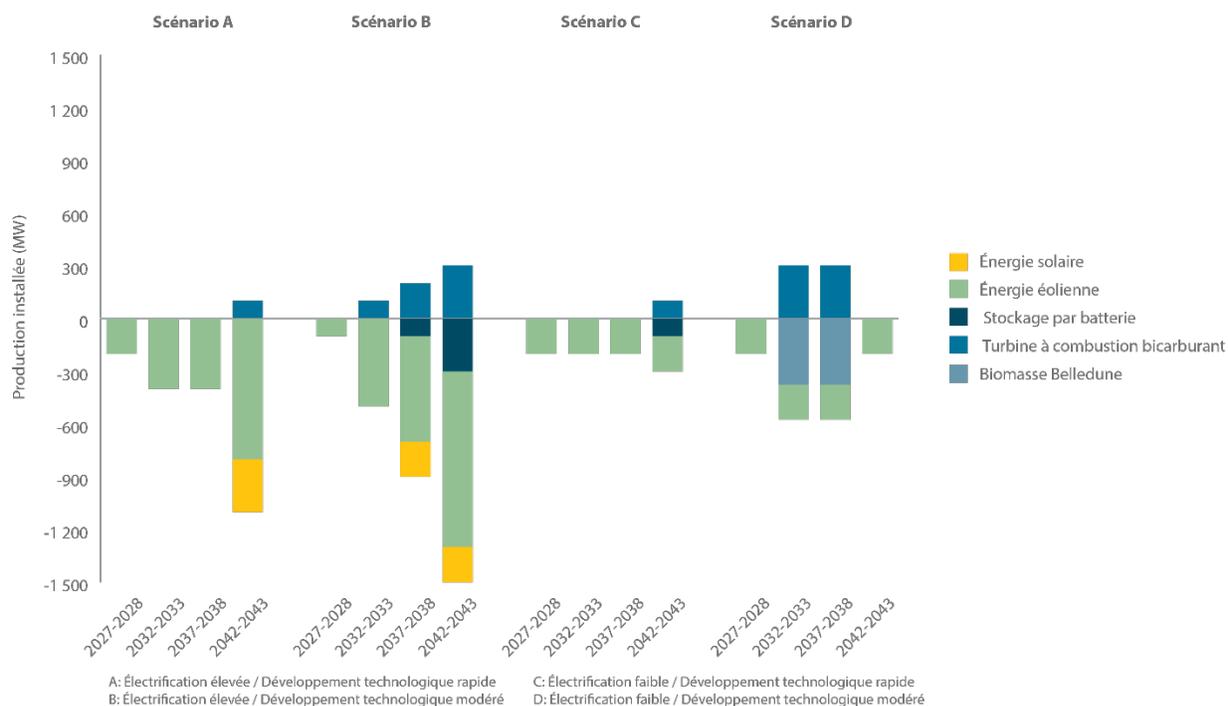
<sup>75</sup> « Feuille de route pour l'énergie propre au Canada (2022) ». Comité de planification de l'énergie propre de Ressources naturelles Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/images/publications/2022/FEUILLE%20DE%20ROUTE%20POUR%20L'E%295%20A0%C3%BCNERGIE%20PROPRE%20AU%20CANADA%20ATLANTIQUE-ACC.pdf>

La partie néo-brunswickoise a été estimée à 575 MW et modélisée sous la forme d'un contrat d'achat d'électricité avec un facteur d'utilisation minimum de 50 % chaque année. Le prix de l'énergie achetée correspond à un prix d'importation comparable sur le marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre. Bien que l'on suppose que l'énergie soit disponible au Québec, la capacité ferme n'a pas été incluse dans la structure présumée de l'entente d'achat d'énergie. Cela correspond aux hypothèses concernant l'achat à long terme de capacité auprès d'autres territoires, ne sont pas considérées comme pratiques ou conformes aux exigences de sécurité énergétique, car tous les territoires voisins d'Énergie NB s'attendent à une croissance importante de la charge, en particulier en hiver, période pendant laquelle le Nouveau-Brunswick a le plus besoin de capacité.

### 12.3.2 Résultats et discussions

L'augmentation de la capacité d'importation est illustrée à la figure 12.11, mais comme on suppose que les importations ne sont pas fermes<sup>76</sup>, il n'y a pas de réduction correspondante des ressources de capacité ferme nécessaires au Nouveau-Brunswick. Les projets de construction d'énergie renouvelable sont en baisse, car la boucle de l'Atlantique permet de combler les besoins en énergie. Les batteries, qui permettaient d'équilibrer les volumes importants d'énergies renouvelables variables, sont également abandonnées au profit de turbines à combustion bicarburant. Les turbines à combustion sont bien adaptées à la boucle de l'Atlantique, car les importations sont prévues toutes les heures et ne nécessitent donc pas de batteries pour l'équilibrage, et les turbines à combustion assurent la sécurité énergétique en cas de panne forcée du réseau de transport qui limiterait la capacité d'importation. Dans le scénario D, le projet de conversion de la biomasse de Belledune est remplacé par une combinaison de la boucle de l'Atlantique et des turbines à combustion dans les années 2030.

Figure 12.11 : Variation de la capacité installée – Scénarios de la boucle de l'Atlantique par rapport aux scénarios de référence

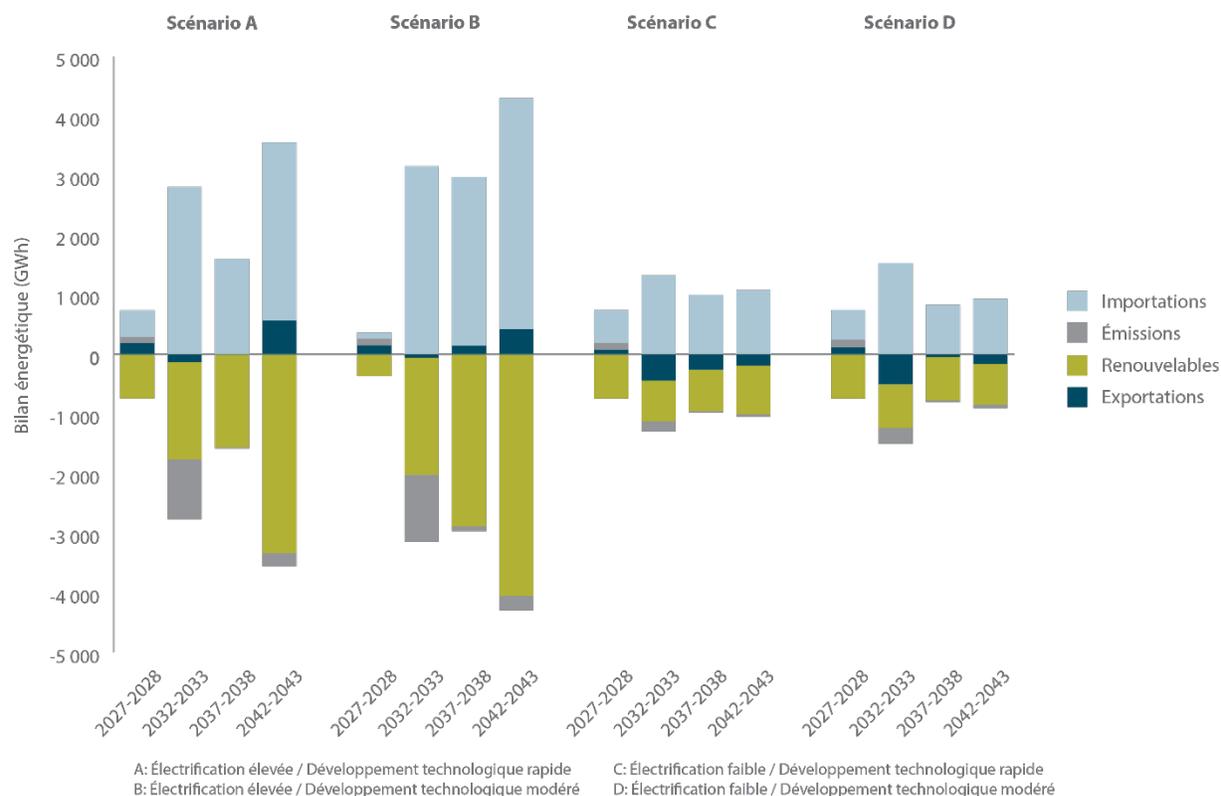


Le bilan énergétique montre que dans les scénarios C et D, la boucle de l'Atlantique a pour effet de cannibaliser les importations à travers les infrastructures existantes, ce qui n'entraîne qu'une faible augmentation nette des importations d'environ 1 000 GWh. Par conséquent, seul un faible volume d'autres énergies renouvelables est compensé par l'augmentation des importations. L'augmentation des exportations

<sup>76</sup> Les importations non fermes ne sont pas soutenues par des ressources de capacité ferme dans leur territoire d'origine, ce qui signifie qu'elles sont sujettes à des réductions pendant les périodes de forte charge. Elles ne contribuent donc pas à la capacité effective (ferme).

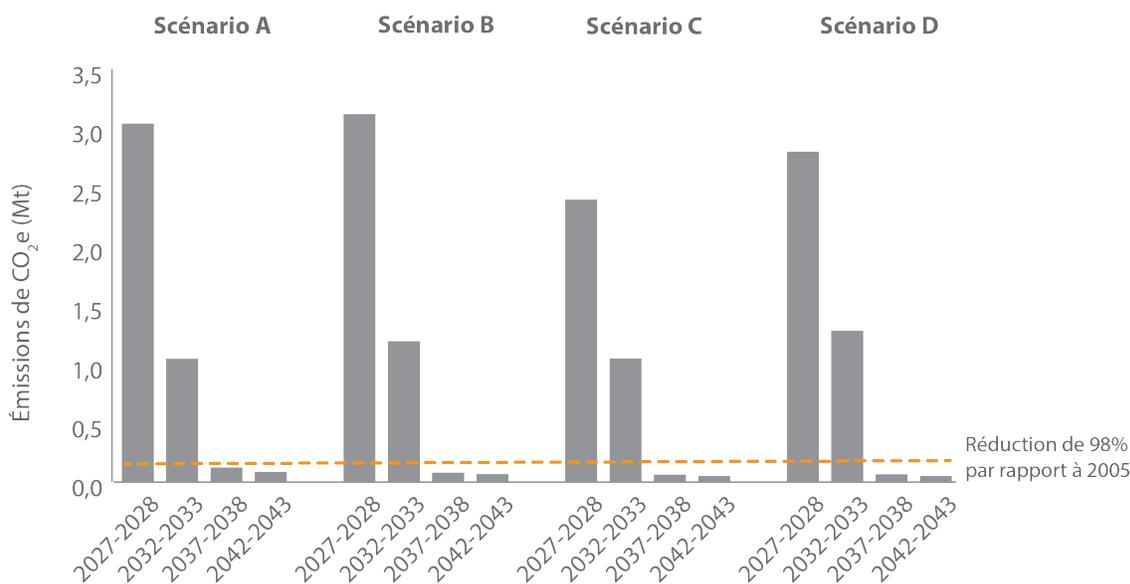
signifie qu'à certaines heures, le volume minimum de la boucle de l'Atlantique est exporté plutôt que consommé dans la province.

Figure 12.12 : Bilan énergétique – Scénarios de la boucle de l'Atlantique par rapport aux scénarios de référence



Dans les scénarios A et B, l'augmentation des importations est plus importante, en particulier pour l'exercice 2042-2043. L'augmentation des importations correspond à la diminution de la production d'énergie renouvelable (éolienne et solaire dans ce cas). On observe également une réduction de la production émettrice après 2035 dans ce scénario, car la quantité de production à partir de turbines à combustion nécessaire pour assurer la sécurité énergétique de la boucle de l'Atlantique est nettement inférieure à la quantité nécessaire pour intégrer les énergies renouvelables variables tout en maintenant la fiabilité.

Figure 12,13 : Émissions de GES – Scénarios de la boucle de l'Atlantique

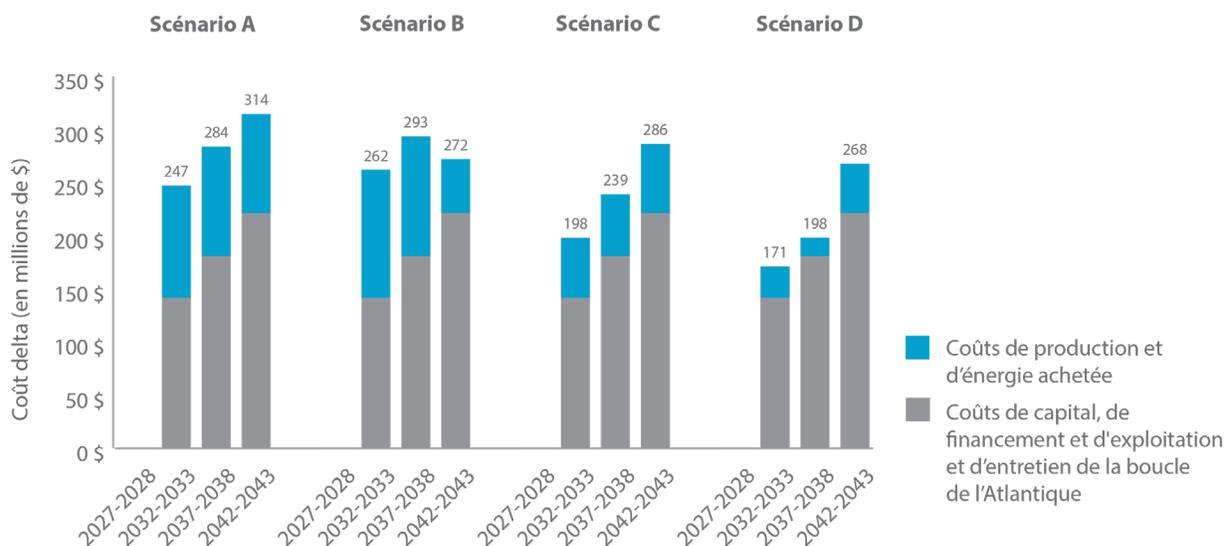


A: Électrification élevée / Développement technologique rapide  
 B: Électrification élevée / Développement technologique modéré

C: Électrification faible / Développement technologique rapide  
 D: Électrification faible / Développement technologique modéré

Dans tous les scénarios de la boucle de l'Atlantique, l'objectif de réduction de 98 % par rapport aux niveaux de 2005 est largement atteint après 2035. Les scénarios de la boucle de l'Atlantique ont des émissions inférieures à celles des scénarios de référence au début des années 2030. L'énergie produite pendant cette période contribue à compenser la production des centrales de Coleson Cove et de Bayside, ce qui permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Figure 12.14 : Augmentation des coûts dans les scénarios de la boucle de l'Atlantique par rapport aux scénarios de référence (à l'exclusion des répercussions des taxes sur les services publics)



A: Électrification élevée / Développement technologique rapide  
 B: Électrification élevée / Développement technologique modéré

C: Électrification faible / Développement technologique rapide  
 D: Électrification faible / Développement technologique modéré

Les coûts de production (y compris les coûts d'importation) augmentent dans les scénarios avec la boucle de l'Atlantique. Deux facteurs entrent en ligne de compte : le prix de l'énergie (on suppose qu'il correspond aux prix du marché concurrentiel) et le volume minimum (2 500 GWh par an). Cela se traduit par de nombreuses heures où une solution moins coûteuse est disponible, mais où l'exigence de volume minimum oblige le réseau à importer de la boucle de l'Atlantique en dépit du coût plus élevé.

Il s'agit là de l'un des principaux défis ou obstacles au projet de la boucle de l'Atlantique. Les heures pendant lesquelles la boucle de l'Atlantique peut apporter une valeur ajoutée au Nouveau-Brunswick sont limitées. Ce défi est lié à la capacité d'importation existante au Nouveau-Brunswick, qui s'élève à plus de 1 200 MW. Une augmentation de 575 MW de la capacité d'importation a une valeur décroissante, car la boucle de l'Atlantique n'apporte de la valeur que pendant les heures où l'infrastructure existante est pleinement exploitée.

Les coûts d'investissement, de financement et d'exploitation et d'entretien de la boucle de l'Atlantique sont importants, dépassant 100 millions de \$ chaque année après la mise en service du projet. Il s'agit là d'un obstacle important à surmonter pour que le projet soit la solution la moins coûteuse pour les Néo-Brunswickois. Il faudrait que les coûts de production et d'achat d'électricité diminuent davantage pour que le projet soit viable, mais c'est l'inverse qui se produit : ces coûts augmentent dans les scénarios de la boucle de l'Atlantique. Compte tenu de ces facteurs, le projet présente un désavantage de 220 millions à 270 millions de \$ par an au début des années 2040 par rapport aux scénarios de référence qui prévoient la mise en place de nouvelles ressources sans carbone au Nouveau-Brunswick.

La boucle de l'Atlantique pourrait aider le Nouveau-Brunswick à atteindre l'objectif de consommation nette zéro, mais elle comporte des obstacles importants en termes de coûts. Une entente d'achat d'énergie de 2 500 GWh par an avec le Québec entraîne à lui seul une augmentation des coûts par rapport à l'autre solution et ne tient pas compte des milliards de dollars d'investissement nécessaires à la réalisation du projet. La position actuelle est que la solution la moins coûteuse pour le Nouveau-Brunswick est de construire des ressources sans carbone dans la province. Énergie NB continue d'étudier la possibilité de mieux comprendre les coûts et les avantages de la boucle de l'Atlantique. La valeur dépend largement de la structure des accords d'achat d'électricité, qui reste très incertaine.

## 13 Conclusion

Le PIR fournit une vision et une analyse stratégiques pour orienter Énergie NB dans la planification de ses futurs besoins en ressources.

Un résumé des conclusions tirées de l'analyse suit.

- Constatations du processus d'engagement du public
  - Les deux principales priorités des clients et des parties prenantes sont de limiter la hausse des prix et de privilégier la fiabilité.
  - La réduction de l'empreinte écologique et des émissions de carbone sont très importantes pour les peuples des Premières Nations et les Néo-Brunswickois.
  - La volonté des communautés des Premières Nations de jouer un rôle plus important en devenant propriétaires ou partenaires financiers de projets futurs offre à Énergie NB l'occasion de poursuivre la réconciliation et de tisser des liens positifs avec les communautés des Premières Nations du Nouveau-Brunswick. Des partenariats sur des projets de production à l'avenir pourraient avoir des retombées financières positives pour toutes les parties.
- L'objectif d'Énergie NB d'atteindre et de maintenir une structure de capital de 20 % de capitaux propres sera remis en question par la nécessité d'investir dans l'électricité propre. Les partenariats seront essentiels pour les investissements futurs dans la province.

- Les émissions provinciales de GES liées à l'électricité sont en baisse grâce à la combinaison de la tarification du carbone, de l'élimination progressive du charbon et du règlement sur l'électricité propre.
  - Le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick (tarification du carbone) exerce une pression continue sur les émissions jusqu'en 2035, créant des réductions uniformes au fil du temps dans tous les scénarios.
  - L'élimination progressive du charbon à la centrale de Belledune entraîne une réduction progressive des émissions provinciales. La conversion de la centrale en une centrale à biomasse ou sa mise hors service entraînent toutes deux des réductions importantes des émissions de gaz à effet de serre.
  - Après 2035, les émissions seront réduites de 98 % par rapport aux niveaux de 2005 dans tous les scénarios. L'ajout de la boucle de l'Atlantique permettra de réduire davantage les émissions, mais les gains sont minimes. Le retrait de Mactaquac ou des PRM entraînera une augmentation des émissions, mais là encore, les incidences sont faibles, car le règlement sur l'électricité propre limite les émissions.
- Les répercussions du règlement sur l'électricité propre sur les émissions représentent un coût. Dans les scénarios de référence, les coûts augmentent en moyenne de 14 % entre 2032-2033 et 2037-2038 (avant les investissements dans le transport et la distribution).
- Les centrales thermiques polluantes continueront à fonctionner à de faibles facteurs de capacité après 2035. Il est essentiel de prévoir dans le règlement sur l'électricité propre des dispositions en vue de continuer à exploiter ces installations afin d'assurer la fiabilité et de gérer les coûts de la transition vers l'énergie propre.
  - La capacité de produire de l'électricité à partir de combustibles gazeux et liquides permettra également d'intégrer des combustibles renouvelables à l'avenir (par exemple, le biodiesel, le gaz naturel renouvelable, l'hydrogène).
- À mesure que l'adoption de sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire augmente, la capacité de répartir ces ressources devient de plus en plus importante pour le maintien de la fiabilité.

Table 13.1 : Sommaire des mesures courantes

Année	Production installée	Technologie
2026-2027	300 MW	Énergie éolienne
2027-2028 à 2032-2033	668 MW	Projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac
2034-2035	150 MW	PRM
2038-2039	230 MW	Prolongation de la turbine à gaz de Bayside
2039-2040	450 MW <sup>77</sup>	PRM
2040-2041	600 MW	Turbine à combustion - Bicarburant
2040-2041	90 MW	Gestion de la demande

- La production éolienne apporte de la valeur dans tous les scénarios de référence, avec une capacité installée d'au moins 300 MW ajoutée d'ici 2027-2028.
- La prolongation de la turbine à gaz de Bayside est une excellente solution de rechange au retrait de la centrale. Elle est retenue dans tous les scénarios et constitue la source de capacité la moins coûteuse de toutes les options examinées.

<sup>77</sup> Comprend les 150 MW de PRM construits au cours des années précédentes.

- Le projet d'atteinte de durée de la vie utile de la centrale de Mactaquac présente une valeur considérable pour le réseau électrique du Nouveau-Brunswick. La centrale produit de l'électricité propre, offre une capacité et une production à faible coût et sans émission de carbone qui peut fournir des services accessoires. La flexibilité de la centrale de Mactaquac permet également l'intégration à faible coût des énergies renouvelables, ce qui deviendra de plus en plus important à l'avenir.
  - Selon une analyse de sensibilité qui prévoit l'arrêt de la centrale de Mactaquac en 2030, la production et l'achat d'électricité seraient beaucoup plus élevés et représenteraient un coût total de 2,8 à 3,8 milliards de \$ (valeur actuelle nette [VAN] en \$ de 2022) sur la durée de vie du projet<sup>78</sup>.
- Les PRM constituent un élément essentiel de l'avenir de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Ils offrent au Nouveau-Brunswick une occasion unique de produire de manière stable et prévisible de l'électricité sans émission de carbone.
  - Selon une analyse de sensibilité qui ne tient pas compte des PRM, des volumes extrêmes de production éolienne et solaire (plus de 4 000 MW) ont été identifiés pour certains scénarios, ce qui représente des ordres de grandeur supérieurs à ceux de toutes les études d'intégration de l'énergie éolienne réalisées à ce jour.
- Le projet de conversion de la biomasse de Belledune est retenu dans plusieurs scénarios. Il est sensible au degré d'électrification de la province ainsi qu'à la réalisation d'autres grands projets. Dans tous les scénarios « électrification élevée », ainsi que dans tous les scénarios où le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale Mactaquac ou les PRM ne sont pas présents, le projet apporte de la valeur aux clients.
  - L'avenir de la centrale de Belledune est soumis aux principales incertitudes identifiées dans le PIR. Il est recommandé qu'Énergie NB continue d'étudier le rôle de la centrale au-delà de 2030, ce qui comprend l'exploration d'autres options de combustible et l'adoption d'une approche fondée sur le risque en ce qui concerne les conditions potentielles prévues dans les années 2030.
- Selon une analyse de sensibilité qui tient compte de l'augmentation de la capacité d'importation de transport par le biais de la boucle de l'Atlantique, cette capacité peut contribuer à la décarbonisation, mais sa valeur économique est remise en question.
  - La combinaison des coûts d'infrastructure et de l'augmentation des coûts de production et d'achat d'électricité augmenterait les coûts pour les consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick de 270 à 310 millions de dollars par an dans les années 2040, soit une augmentation d'environ 7 à 9 % des coûts au cours de ces années par rapport aux scénarios sans la boucle de l'Atlantique.
  - Une solution moins coûteuse consiste à construire des ressources sans carbone au Nouveau-Brunswick.
- La mise en place de nouvelles éoliennes et d'autres énergies renouvelables nécessite davantage d'études sur l'intégration des systèmes, l'exploitation et le transport. Dans certains scénarios, la capacité installée atteint presque 10 fois la capacité installée actuelle au Nouveau-Brunswick, ce qui met en évidence les questions de fiabilité du réseau et de sécurité énergétique qui nécessiteront une étude plus approfondie si des changements dans le paysage suggèrent que nous nous dirigeons vers un scénario plutôt qu'un autre. L'intégration d'une telle quantité d'énergie éolienne et d'autres sources d'énergie renouvelables nécessitera des investissements importants dans les infrastructures de transport et de distribution, dont les coûts n'ont pas été quantifiés dans le PIR, car on ne sait pas où ces ressources potentielles pourraient finir par s'interconnecter.

Le PIR offre un aperçu des nombreuses voies menant à un réseau électrique à consommation nette zéro. La conclusion générale est qu'il n'y a pas de solution unique. Pour parvenir à une consommation nette zéro, il faudra mettre en œuvre de nouveaux projets de production sans carbone, comme le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, les petits réacteurs modulaires, la conversion de la biomasse de Belledune, et de nouveaux projets de production d'énergie éolienne, solaire et de stockage par batterie.

<sup>78</sup> À l'exclusion des coûts d'investissement et des autres coûts liés au projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

## Annexe A : Principales hypothèses

Catégorie	Hypothèses du Plan intégré des ressources 2023
Belledune	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'utilisation du charbon comme combustible ne se poursuivra pas au-delà du 31 décembre 2029.</li> <li>La biomasse sera disponible en 2030, mais son exploitation sera limitée à la période de novembre à mars en raison des limitations de volume et des coûts du combustible.</li> </ul>
Mactaquac	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le projet d'atteinte de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac s'étend de 2027 à 2032.</li> <li>Les pertes de capacité pendant la période du projet d'atteinte de la durée de vie utile de Mactaquac sont compensées par des achats contractuels auprès d'entreprises de services publics voisines.</li> </ul>
PRM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Deux technologies de petits réacteurs modulaires, les premières du genre, font partie de tous les scénarios, car elles font partie du plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick.</li> <li>Le déploiement varie selon le calendrier et le volume en fonction du scénario : <ul style="list-style-type: none"> <li>Électrification élevée/développement technologique rapide : 750 MW en 2029-2030 à 2034-2035</li> <li>Électrification élevée/développement technologique modéré : 750 MW en 2034-2035 à 2040-2041</li> <li>Électrification faible/développement technologique rapide : 450 MW en 2029-2030 à 2034-2035</li> <li>Électrification faible/développement technologique modéré : 450 MW en 2034-2035 à 2040-2041</li> </ul> </li> </ul>
Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le règlement repose sur le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick pour les grands émetteurs jusqu'en 2035. <ul style="list-style-type: none"> <li>Augmentation des prix de 65 \$/tonne en 2024 à 170 \$/tonne en 2030 et au-delà.</li> </ul> </li> <li>Le règlement est fondé sur le document de travail du règlement sur l'électricité propre. <ul style="list-style-type: none"> <li>Toutes les émissions sont soumises à une taxe à partir de 2035.</li> <li>Les générateurs à combustibles fossiles ont permis l'intégration des énergies renouvelables et la fiabilité. La production est limitée à un facteur de capacité de 5 % par an.</li> <li>La biomasse d'origine responsable est considérée comme non polluante.</li> </ul> </li> </ul>
Structure financière mandatée	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il faut mettre en place une structure financière constituée d'au moins 20 % de capitaux propres d'ici 2026-2027.</li> </ul>
Hypothèses économiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'IPC pour 2022-2023 s'élève à 7,0 % pour chuter à 2,9 % en 2023-2024 et baisser progressivement à 2,0 % par an à partir de 2026-2027. Cette prévision est issue des données du CBdC publiées le 31 octobre 2022.</li> <li>Le taux de change à long terme est de 1,30 \$ (USD/CAN) selon les données liées aux taux trimestriels/prévisions du CBdC d'octobre 2022.</li> <li>Le taux de financement de la dette à long terme est de 4,99 % selon une analyse des taux de financement public (3,37 % pour les taux des obligations à long terme, jusqu'à 97 points de base, et commission de garantie provinciale de 0,65 %).</li> <li>Le rendement des capitaux propres pour les projets publics devrait être de 10 %. Les financements privés représentent 11 %.</li> <li>Le coût moyen pondéré du capital est de 5,99 % selon la cible de structure financière à long terme, le taux de financement de la dette à long terme et les hypothèses de rendement des capitaux propres.</li> </ul>

Catégorie	Hypothèses du Plan intégré des ressources 2023
Prévisions relatives aux prix du marché des combustibles et de l'électricité	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les prix du marché à court terme des combustibles et de l'électricité sont fondés sur le budget 2023-2024 d'Énergie NB.</li> <li>• Les prévisions à long terme des prix du marché des combustibles et de l'électricité sont fournies par Energy Ventures Analysis Inc.</li> </ul>
Prévisions des charges dans la province	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les scénarios d'électrification faible reposent sur les prévisions de la charge d'électricité du Nouveau-Brunswick pour la période 2022-2032, réalisées en 2022.</li> <li>• Les scénarios d'électrification élevée comprennent un déploiement accéléré des VE et une charge industrielle supplémentaire de 1 000 MW d'ici 2042-2043.</li> </ul>
Charges d'exportation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• On suppose que les contrats d'exportation fermes seront maintenus.</li> <li>• D'autres possibilités d'exportation sont modélisées ou font l'objet d'estimation à partir des marges actuellement générées par la charge d'exportation existante et des changements à venir dans la disponibilité future des centrales.</li> </ul>
Critères de réserve - Planification de la capacité	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La réserve minimale est de 20 % selon le rapport « 2022 Maritimes Area Comprehensive Review of Resource Adequacy » publié par le Northeast Power Coordinating Council.</li> </ul>
Ressources de production	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les centrales existantes demeurent en service jusqu'à leur date de fermeture prévue.</li> <li>• Les centrales hydroélectriques devraient être remises en état ou remplacées à l'identique au moment de leur mise hors service.</li> <li>• La date de mise hors service de la centrale nucléaire de Point Lepreau est repoussée en dehors de la période couverte par le PIR en fonction des heures d'exploitation prévues.</li> <li>• On suppose que les ententes d'achat d'énergie renouvelable seront prolongées, à la valeur marchande, si les ressources concernées sont techniquement en mesure de produire de l'électricité de manière fiable.</li> </ul>
Ressources d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les options et les coûts d'approvisionnement sont fournis par Energy and Environmental Economics et les données d'Énergie NB.</li> <li>• L'analyse de recevabilité repose sur les profils d'émissions, les caractéristiques de distribution et les données sur l'efficacité.</li> </ul>
Gestion de la demande	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Une capacité effective de 90 MW qui prend 7 ans pour atteindre sa pleine valeur devrait être disponible à partir de 2030.</li> <li>• Une capacité de 90 MW provient de programmes de tarification, de déplacement de la charge des chauffe-eau et de programmes de gestion de la demande commerciale et industrielle.</li> </ul>
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans tous les scénarios, les programmes d'efficacité énergétique atteignent les objectifs annuels d'économies d'énergie fixés par la loi. <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Les objectifs passent de 0,5 % des ventes en 2023-2024 à 0,75 % des ventes en 2028-2029 et toutes les années suivantes.</li> </ul> </li> </ul>

## Annexe B : Tableaux de prévision des charges

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

Année	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
2023-2024	14 622	14 622	14 622	14 622
2024-2025	14 934	14 935	14 934	14 935
2025-2026	15 019	15 021	14 914	14 917
2026-2027	15 454	15 457	14 922	14 926
2027-2028	15 834	15 839	14 872	14 877
2028-2029	16 279	16 286	14 892	14 900
2029-2030	16 712	16 723	14 896	14 908
2030-2031	17 187	17 204	14 937	14 954
2031-2032	17 635	17 661	14 931	14 957
2032-2033	18 103	18 141	14 945	14 983
2033-2034	18 923	18 980	15 269	15 326
2034-2035	19 439	19 524	15 256	15 342
2035-2036	19 994	20 121	15 239	15 366
2036-2037	20 543	20 722	15 226	15 406
2037-2038	21 121	21 353	15 214	15 446
2038-2039	21 722	22 006	15 208	15 492
2039-2040	22 363	22 699	15 198	15 535
2040-2041	22 989	23 378	15 190	15 579
2041-2042	23 681	24 122	15 192	15 633
2042-2043	24 402	24 896	15 196	15 690

Économies prévues en matière de gestion de la demande (GWh)

Année	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
2023-2024	63	63	63	63
2024-2025	151	151	151	151
2025-2026	248	248	248	248
2026-2027	355	355	355	355
2027-2028	496	496	496	496
2028-2029	613	613	602	602
2029-2030	732	732	708	708
2030-2031	855	855	814	814
2031-2032	981	981	920	920
2032-2033	1 110	1 111	1 026	1 026
2033-2034	1 245	1 246	1 135	1 136
2034-2035	1 384	1 386	1 244	1 245
2035-2036	1 527	1 529	1 353	1 355
2036-2037	1 674	1 677	1 462	1 465
2037-2038	1 824	1 830	1 571	1 576
2038-2039	1 980	1 987	1 679	1 686
2039-2040	2 139	2 149	1 788	1 797
2040-2041	2 304	2 316	1 896	1 908
2041-2042	2 473	2 489	2 005	2 020
2042-2043	2 647	2 666	2 113	2 132

### Demande prévue après les économies réalisées grâce à la gestion de la demande (MW)

Année	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
2023-2024	3 094	3 094	3 094	3 094
2024-2025	3 110	3 110	3 110	3 110
2025-2026	3 147	3 147	3 099	3 099
2026-2027	3 184	3 184	3 087	3 087
2027-2028	3 230	3 230	3 076	3 076
2028-2029	3 267	3 268	3 061	3 062
2029-2030	3 300	3 301	3 046	3 051
2030-2031	3 330	3 330	3 038	3 038
2031-2032	3 398	3 399	3 025	3 026
2032-2033	3 425	3 425	3 013	3 013
2033-2034	3 495	3 503	3 024	3 035
2034-2035	3 569	3 569	3 024	3 032
2035-2036	3 633	3 635	3 021	3 028
2036-2037	3 672	3 694	3 026	3 028
2037-2038	3 726	3 726	3 026	3 029
2038-2039	3 849	3 849	3 030	3 030
2039-2040	3 890	3 899	3 018	3 030
2040-2041	3 963	3 963	3 024	3 031
2041-2042	4 124	4 124	3 032	3 033
2042-2043	4 208	4 208	3 032	3 037

### Économies prévues en matière de gestion de la demande (MW)

Année	Scénario A	Scénario B	Scénario C	Scénario D
2023-2024	18	18	18	18
2024-2025	36	36	36	36
2025-2026	56	56	56	56
2026-2027	78	78	78	78
2027-2028	100	100	100	100
2028-2029	126	126	123	123
2029-2030	154	154	147	147
2030-2031	182	182	171	171
2031-2032	210	211	195	195
2032-2033	240	240	218	218
2033-2034	271	271	243	243
2034-2035	303	303	268	268
2035-2036	335	336	293	293
2036-2037	369	370	318	318
2037-2038	403	404	342	344
2038-2039	439	440	367	369
2039-2040	475	477	392	394
2040-2041	513	515	417	420
2041-2042	551	555	442	445
2042-2043	591	595	466	471

## Annexe C : Paramètres de projets et de coûts d'exploitation

Technologie	Capacité installée (MW)	Facteur de capacité (%)	Coûts en service (\$/kW)	Durée de vie prévue (années)	Coût thermique (MMBtu/MWh)	Intensité CO2 (t/GWh)	CMAÉ - Capital (\$/MWh)	CMAÉ - Combustible (\$/MWh)	CMAÉ - VO&M (\$/MWh)	CMAÉ - FO&M (\$/MWh)	CMAÉ - Coût CO2 (\$/MWh)	CMAÉ - Total (\$/MWh)	CMAÉ - Total (\$/kW-mois)
Énergie solaire commerciale	50	19	1 969	30	0	0	65	0	0	15	0	80	111
Énergie solaire - Panneaux de toit résidentiels	0,004	19	4 059	25	0	0	149	0	0	15	0	164	228
Énergie éolienne terrestre	30	41	2 089	30	0	0	32	0	0	15	0	47	93
Énergie éolienne en mer	400	45	5 399	30	0	0	75	0	0	26	0	102	222
Énergie des vagues	1	26	18 599	30	0	0	450	0	0	254	0	704	267
Énergie marémotrice	10	26	14 267	30	0	0	345	0	0	157	0	502	191
Nouvelle chaudière à biomasse	60	90	6 556	20	13 500	0	58	203	7	26	0	294	59
Énergie géothermique	1	90	11 437	25	0	0	89	0	0	23	0	111	77
Gaz - Turbine à gaz à cycle combiné	500	75	2 101	25	6 410	340	20	51	2	4	42	118	13
Turbine à combustion - Bicarburant	150	5	1 472	25	9 460	502	205	114	2	37	61	418	9
Turbine à combustion - Gaz	150	5	1 267	25	9 460	502	176	114	1	36	61	389	8
Gaz - Turbine à gaz à cycle combiné avec captage et stockage du carbone	500	75	4 366	25	7 124	19	41	57	9	6	2	115	27
Turbine à combustion - Hydrogène	150	5	3 732	25	9 730	0	520	304	14	72	0	909	23
Batteries aux ions lithium (1 heure)	1	4	646	20	1 000	0	123	96	0	29	0	248	19
Batteries aux ions lithium (4 heures)	1	17	1 861	20	1 000	0	89	96	0	7	0	193	20
Batteries aux ions lithium (12 heures)	1	43	5 100	20	1 000	0	96	96	0	3	0	195	38
Batteries rédox	1	35	4 058	20	1 000	0	93	117	0	6	0	216	32
Conversion de la biomasse de Belledune	375	33	67	11	10 000	0	3	151	0	26	0	179	7
Prolongation de la turbine à gaz de Bayside	230	5	0	15	10 370	550	0	120	0	70	63	253	3

## Annexe D : Tableaux des plans d'expansion

Scénario de référence A : Électrification élevée/développement technologique rapide  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	600	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	700	-	-
2029-2030	150	375	-	-	-	800	-	-
2030-2031	150	375	-	-	-	800	-	-
2031-2032	300	375	-	-	-	800	-	-
2032-2033	300	375	-	-	-	800	-	-
2033-2034	450	375	-	-	-	800	-	-
2034-2035	750	375	-	-	-	800	-	-
2035-2036	750	375	-	-	-	800	-	-
2036-2037	750	375	-	-	-	800	-	-
2037-2038	750	375	-	-	-	800	-	-
2038-2039	750	375	230	-	-	900	100	-
2039-2040	750	375	230	-	100	1 000	100	-
2040-2041	750	-	230	1 000	500	1 500	400	90
2041-2042	750	-	230	1 200	500	1 700	400	90
2042-2043	750	-	230	1 300	500	1 900	400	90

Scénario de référence B : Électrification élevée/développement technologique modéré  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	900	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	1 000	-	-
2029-2030	-	375	-	100	-	1 100	-	-
2030-2031	-	375	-	100	-	1 200	-	-
2031-2032	-	375	-	100	-	1 200	-	90
2032-2033	-	375	-	100	-	1 300	-	90
2033-2034	-	375	-	100	100	1 300	100	90
2034-2035	150	375	-	100	100	1 400	200	90
2035-2036	150	375	-	100	100	1 400	200	90
2036-2037	300	375	-	100	100	1 400	200	90
2037-2038	300	375	-	100	100	1 400	200	90
2038-2039	450	375	230	100	100	1 400	200	90
2039-2040	750	375	230	100	100	1 400	200	90
2040-2041	750	-	230	1 100	400	1 700	200	90
2041-2042	750	-	230	1 200	400	1 700	200	90
2042-2043	750	-	230	1 300	500	1 800	200	90

**Scénario de référence C : Électrification faible/développement technologique rapide**  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	300	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	300	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	300	-	-
2029-2030	150	-	-	100	-	300	-	-
2030-2031	150	-	-	100	-	300	-	-
2031-2032	150	-	-	100	-	300	-	-
2032-2033	150	-	-	100	-	300	-	-
2033-2034	150	-	-	100	-	300	-	-
2034-2035	450	-	-	100	-	300	-	-
2035-2036	450	-	-	100	-	300	-	-
2036-2037	450	-	-	100	-	300	-	-
2037-2038	450	-	-	100	-	300	-	-
2038-2039	450	-	230	100	-	300	-	-
2039-2040	450	-	230	100	-	300	-	-
2040-2041	450	-	230	600	100	300	-	90
2041-2042	450	-	230	600	100	300	-	90
2042-2043	450	-	230	600	100	300	-	90

**Scénario de référence D : Électrification faible/développement technologique modéré**  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	300	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	300	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	300	-	-
2029-2030	-	375	-	-	-	300	-	-
2030-2031	-	375	-	-	-	300	-	-
2031-2032	-	375	-	-	-	300	-	-
2032-2033	-	375	-	-	-	300	-	-
2033-2034	-	375	-	-	-	300	-	-
2034-2035	150	375	-	-	-	300	-	-
2035-2036	150	375	-	-	-	300	-	-
2036-2037	150	375	-	-	-	300	-	-
2037-2038	150	375	-	-	-	300	-	-
2038-2039	150	375	230	-	-	300	-	-
2039-2040	450	375	230	-	-	300	-	-
2040-2041	450	-	230	700	-	300	-	90
2041-2042	450	-	230	700	-	300	-	90
2042-2043	450	-	230	700	-	300	-	90

**Scénario A avec retrait de la centrale de Mactaquac : Électrification élevée/développement technologique rapide (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	600	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	600	-	-
2029-2030	150	375	-	400	200	1 000	400	-
2030-2031	150	375	-	400	200	1 000	400	90
2031-2032	300	375	-	400	200	1 000	400	90
2032-2033	300	375	-	400	200	1 000	400	90
2033-2034	450	375	-	400	200	1 000	400	90
2034-2035	750	375	-	400	200	1 000	400	90
2035-2036	750	375	-	400	200	1 000	400	90
2036-2037	750	375	-	400	200	1 000	400	90
2037-2038	750	375	-	400	200	1 000	400	90
2038-2039	750	375	230	400	400	1 200	400	90
2039-2040	750	375	230	400	500	1 200	400	90
2040-2041	750	-	230	1 600	800	2 000	500	90
2041-2042	750	-	230	1 800	900	2 000	500	90
2042-2043	750	-	230	1 800	900	2 400	500	90

**Scénario B avec retrait de la centrale de Mactaquac : Électrification élevée/développement technologique modéré (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	900	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	1 000	-	-
2029-2030	-	375	-	600	200	1 200	-	-
2030-2031	-	375	-	600	200	1 400	-	-
2031-2032	-	375	-	600	200	1 500	-	90
2032-2033	-	375	-	600	200	1 600	-	90
2033-2034	-	375	-	600	300	1 600	400	90
2034-2035	150	375	-	600	300	1 600	400	90
2035-2036	150	375	-	600	300	1 600	500	90
2036-2037	300	375	-	600	300	1 600	500	90
2037-2038	300	375	-	600	300	1 600	500	90
2038-2039	450	375	230	600	300	1 600	500	90
2039-2040	750	375	230	600	300	1 600	500	90
2040-2041	750	-	230	1 600	500	1 900	500	90
2041-2042	750	-	230	1 800	500	1 900	500	90
2042-2043	750	-	230	1 900	500	2 100	500	90

**Scénario C avec retrait de la centrale de Mactaquac : Électrification faible/développement technologique rapide (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	400	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	400	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	400	-	-
2029-2030	150	375	-	300	200	500	-	-
2030-2031	150	375	-	300	200	500	-	-
2031-2032	150	375	-	300	200	500	-	-
2032-2033	150	375	-	300	200	500	-	-
2033-2034	150	375	-	300	200	500	-	-
2034-2035	450	375	-	300	200	500	-	-
2035-2036	450	375	-	300	200	500	-	-
2036-2037	450	375	-	300	200	500	-	-
2037-2038	450	375	-	300	200	500	-	-
2038-2039	450	375	230	300	200	500	-	-
2039-2040	450	375	230	300	200	500	-	-
2040-2041	450	-	230	1 100	400	500	-	90
2041-2042	450	-	230	1 100	400	500	-	90
2042-2043	450	-	230	1 100	400	500	-	90

**Scénario D avec retrait de la centrale de Mactaquac : Électrification faible/développement technologique modéré (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	500	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	500	-	-
2029-2030	-	375	-	400	100	500	-	-
2030-2031	-	375	-	400	100	500	-	-
2031-2032	-	375	-	400	100	500	-	-
2032-2033	-	375	-	400	100	500	-	-
2033-2034	-	375	-	400	100	500	-	-
2034-2035	150	375	-	400	100	500	-	-
2035-2036	150	375	-	400	100	500	-	-
2036-2037	150	375	-	400	100	500	-	-
2037-2038	150	375	-	400	100	500	-	-
2038-2039	150	375	230	400	100	500	-	-
2039-2040	450	375	230	400	100	500	-	-
2040-2041	450	-	230	1 200	200	500	-	90
2041-2042	450	-	230	1 200	200	500	-	90
2042-2043	450	-	230	1 200	200	500	-	90

**Scénario A avec boucle de l'Atlantique : Électrification élevée/développement technologique rapide (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	400	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	400	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	400	-	-
2029-2030	150	375	-	-	-	400	-	-
2030-2031	150	375	-	-	-	400	-	-
2031-2032	300	375	-	-	-	400	-	-
2032-2033	300	375	-	-	-	400	-	-
2033-2034	450	375	-	-	-	400	-	-
2034-2035	750	375	-	-	-	400	-	-
2035-2036	750	375	-	-	-	400	-	-
2036-2037	750	375	-	-	-	400	-	-
2037-2038	750	375	-	-	-	400	-	-
2038-2039	750	375	230	-	-	500	-	-
2039-2040	750	375	230	-	100	500	-	-
2040-2041	750	-	230	1 100	500	900	100	90
2041-2042	750	-	230	1 300	500	1 000	100	90
2042-2043	750	-	230	1 400	500	1 100	100	90

**Scénario B avec boucle de l'Atlantique : Électrification élevée/développement technologique modéré (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	800	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	800	-	-
2029-2030	-	375	-	100	-	800	-	-
2030-2031	-	375	-	100	-	800	-	90
2031-2032	-	375	-	100	-	800	-	90
2032-2033	-	375	-	200	-	800	-	90
2033-2034	-	375	-	300	-	800	-	90
2034-2035	150	375	-	300	-	800	-	90
2035-2036	150	375	-	300	-	800	-	90
2036-2037	300	375	-	300	-	800	-	90
2037-2038	300	375	-	300	-	800	-	90
2038-2039	450	375	230	300	-	800	-	90
2039-2040	750	375	230	300	-	800	-	90
2040-2041	750	-	230	1 400	100	800	-	90
2041-2042	750	-	230	1 600	200	800	-	90
2042-2043	750	-	230	1 600	200	800	-	90

**Scénario C avec boucle de l'Atlantique : Électrification faible/développement technologique rapide (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	100	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	100	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	100	-	-
2029-2030	150	-	-	100	-	100	-	-
2030-2031	150	-	-	100	-	100	-	-
2031-2032	150	-	-	100	-	100	-	-
2032-2033	150	-	-	100	-	100	-	-
2033-2034	150	-	-	100	-	100	-	-
2034-2035	450	-	-	100	-	100	-	-
2035-2036	450	-	-	100	-	100	-	-
2036-2037	450	-	-	100	-	100	-	-
2037-2038	450	-	-	100	-	100	-	-
2038-2039	450	-	230	100	-	100	-	-
2039-2040	450	-	230	100	-	100	-	-
2040-2041	450	-	230	700	-	100	-	90
2041-2042	450	-	230	700	-	100	-	90
2042-2043	450	-	230	700	-	100	-	90

**Scénario D avec boucle de l'Atlantique : Électrification faible/développement technologique modéré (unité de capacité installée : MW)**

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	100	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	100	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	100	-	-
2029-2030	-	-	-	300	-	100	-	-
2030-2031	-	-	-	300	-	100	-	-
2031-2032	-	-	-	300	-	100	-	-
2032-2033	-	-	-	300	-	100	-	-
2033-2034	-	-	-	300	-	100	-	-
2034-2035	150	-	-	300	-	100	-	-
2035-2036	150	-	-	300	-	100	-	-
2036-2037	150	-	-	300	-	100	-	-
2037-2038	150	-	-	300	-	100	-	-
2038-2039	150	-	230	300	-	100	-	-
2039-2040	450	-	230	300	-	100	-	-
2040-2041	450	-	230	700	-	100	-	90
2041-2042	450	-	230	700	-	100	-	90
2042-2043	450	-	230	700	-	100	-	90

**Scénario A sans PRM : Électrification élevée/développement technologique rapide**  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	600	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	700	-	-
2029-2030	-	375	-	-	-	1 000	400	-
2030-2031	-	375	-	-	-	1 100	500	90
2031-2032	-	375	-	-	-	1 200	500	90
2032-2033	-	375	-	-	100	1 200	500	90
2033-2034	-	375	-	-	200	1 400	500	90
2034-2035	-	375	-	-	300	1 600	600	90
2035-2036	-	375	-	100	400	1 700	700	90
2036-2037	-	375	-	100	500	1 700	700	90
2037-2038	-	375	-	200	500	1 800	700	90
2038-2039	-	375	230	300	600	2 100	800	90
2039-2040	-	375	230	300	600	2 100	800	90
2040-2041	-	-	230	1 600	600	3 200	800	90
2041-2042	-	-	230	1 800	600	3 200	800	90
2042-2043	-	-	230	1 800	700	3 600	800	90

**Scénario B sans PRM : Électrification élevée/développement technologique modéré**  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	900	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	1 000	-	-
2029-2030	-	375	-	-	100	1 100	-	-
2030-2031	-	375	-	-	100	1 200	-	90
2031-2032	-	375	-	-	100	1 200	-	90
2032-2033	-	375	-	100	100	1 200	-	90
2033-2034	-	375	-	100	100	1 400	100	90
2034-2035	-	375	-	100	100	1 700	500	90
2035-2036	-	375	-	100	400	1 700	500	90
2036-2037	-	375	-	100	400	1 900	500	90
2037-2038	-	375	-	100	400	1 900	500	90
2038-2039	-	375	230	200	500	2 300	500	90
2039-2040	-	375	230	300	500	2 300	500	90
2040-2041	-	-	230	1 600	500	3 100	500	90
2041-2042	-	-	230	1 800	500	3 100	500	90
2042-2043	-	-	230	1 900	500	3 200	500	90

**Scénario C sans PRM : Électrification faible/développement technologique rapide**  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	400	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	400	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	400	-	-
2029-2030	-	375	-	-	-	600	-	-
2030-2031	-	375	-	-	-	600	-	-
2031-2032	-	375	-	-	-	600	-	-
2032-2033	-	375	-	-	-	600	-	-
2033-2034	-	375	-	-	-	600	-	-
2034-2035	-	375	-	-	-	600	-	-
2035-2036	-	375	-	-	-	600	-	-
2036-2037	-	375	-	-	-	600	-	-
2037-2038	-	375	-	-	-	600	-	-
2038-2039	-	375	230	-	-	600	-	-
2039-2040	-	375	230	-	-	600	-	-
2040-2041	-	-	230	800	400	900	100	90
2041-2042	-	-	230	800	400	900	100	90
2042-2043	-	-	230	800	400	900	100	90

**Scénario D sans PRM : Électrification faible/développement technologique modéré**  
(unité de capacité installée : MW)

	PRM	Biomasse Belledune	Prolongation Bayside	Turbine à combustion - Bicarburant	Stockage par batterie	Énergie éolienne	Énergie solaire	Programmes de gestion de la demande
2023-2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2026-2027	-	-	-	-	-	500	-	-
2027-2028	-	-	-	-	-	600	-	-
2028-2029	-	-	-	-	-	600	-	-
2029-2030	-	375	-	-	-	600	-	-
2030-2031	-	375	-	-	-	600	-	-
2031-2032	-	375	-	-	-	600	-	-
2032-2033	-	375	-	-	-	600	-	-
2033-2034	-	375	-	-	-	600	-	-
2034-2035	-	375	-	-	-	600	-	-
2035-2036	-	375	-	-	-	600	-	-
2036-2037	-	375	-	-	-	600	-	-
2037-2038	-	375	-	-	-	600	-	-
2038-2039	-	375	230	-	-	600	-	-
2039-2040	-	375	230	-	-	600	-	-
2040-2041	-	-	230	1 000	100	800	-	90
2041-2042	-	-	230	1 000	100	800	-	90
2042-2043	-	-	230	1 000	100	800	-	90