PLAN INTEGRÉ DES RESSOURCES

2020

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE
DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Énergie NB Power

the power of possibility
débordant d'énergie

Table des matières

Table des matières i

1 Sommaire 1

2 Introduction 9

2.1 Objectifs stratégiques, vision, mission et valeurs d'Énergie NB 10

2.2 Processus de planification intégrée des ressources 10

3 Participation des intervenants 13

3.1 Vue d'ensemble du processus de mobilisation du public 13

3.2 Portée de la mobilisation 13

3.3 Approche de mobilisation en ligne 14

3.4 Approche de mobilisation en personne 15

3.5 Constatations des séances de mobilisation du public 15

4 Considérations politiques 17

4.1 La *Loi sur l'électricité* 17

4.2 *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité* 17

4.3 *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre* 19

4.4 Mandat d'Énergie NB 26

5 Hypothèses économiques 27

5.1 Indice des prix à la consommation 27

5.2 Indice des prix de la construction dans les services d'électricité 27

5.3 Taux de change 28

5.4 Coût moyen pondéré du capital 28

6 Prévisions relatives aux prix du marché des combustibles et de l'électricité 29

7 Prévision des charges 33

7.1 Usage résidentiel 34

7.2 Usage général 35

7.3 Usage industriel 36

7.4 Pertes du réseau 38

7.5 Demande de pointe 39
7.6 Résultats des prévisions de charge 40
8 Ressources existantes 41
8.1 Ressources de production 41
8.2 Transport et interconnexions 46
9 Critères de réserve – Planification de la capacité 49
9.1 Ressources intermittentes 49
9.2 Ressources intermittentes – Contribution à la planification de la capacité 50
9.3 Équilibre entre l'offre et la demande 52
10 Ressources d'approvisionnement 54
10.1 Options d'approvisionnement 54
10.2 Hypothèses liées aux coûts d'immobilisations et aux coûts de fonctionnement 58
10.3 Ressources énergétiques décentralisées 59
10.4 Petits réacteurs modulaires 60
10.5 Résultats de l'analyse de l'approvisionnement 60
11 Éconergie NB 66
11.1 Historique des effets du plan Éconergie NB 68
11.2 Perspectives d'avenir 70
12 Analyse et résultats 72
12.1 Méthodologie 72
12.2 Scénario de référence – Calcul des émissions 73
12.3 Analyse du scénario de base 74
12.4 Résultats définitifs de l'analyse de l'intégration 79
12.5 Analyse de la réglementation sur les gaz à effet de serre 82
13 Analyse de sensibilité 88
13.1 Sensibilités des coûts d'immobilisation 89
13.2 Sensibilités relatives aux prix du combustible et du marché 90
13.3 Sensibilités des prévisions de charge 92
13.4 Sensibilités des ressources énergétiques décentralisées 94

13.5 Scénarios liés à la COVID-19 97

14 Conclusion 99

14.1 Plan d'action pour les trois prochaines années..... 100

15 Annexes..... 102

15.1 Annexe 1 : Hypothèses 102

15.2 Annexe 2 : Considérations entourant le statut des politiques et des règlements... 105

15.3 Annexe 3 : Paramètres de projets et de coûts d'exploitation..... 107

15.4 Annexe 4 : Détails sur la prévision des charges dans la province 109

15.5 Annexe 5 : Petits réacteurs modulaires..... 110

15.6 Annexe 6 : Comparaison avec le Plan intégré des ressources de 2017 112

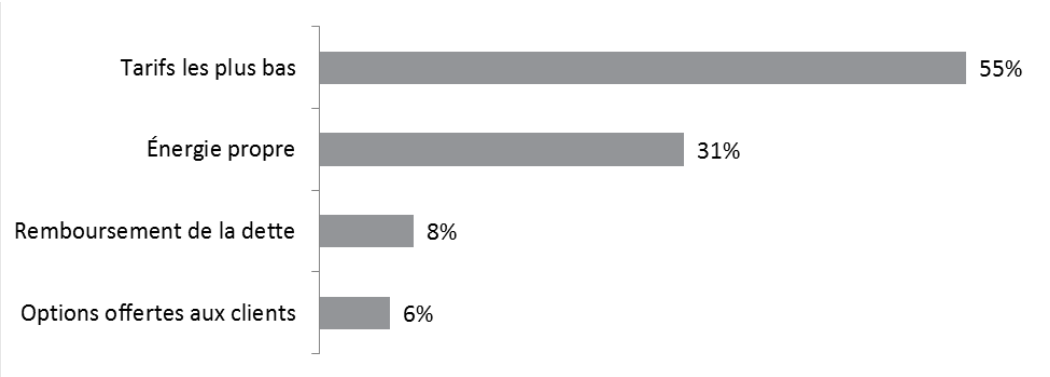
1 Sommaire

Énergie NB a pour ambition d'assurer une énergie renouvelable pour les générations futures. De nombreux facteurs importants contribuent à la réalisation de cette vision, tout en fournissant une énergie fiable et sûre à prix concurrentiel à l'ensemble des foyers et des entreprises du Nouveau-Brunswick.

Le Plan intégré des ressources brosse 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. En présentant les perspectives pour les 20 prochaines années, le plan garantit qu'Énergie NB prendra les meilleures décisions en matière l'énergie pour les clients, tant à court terme qu'à long terme. Il permet d'équilibrer les options en matière d'offre (centrales) et de demande (clientèle) tout en faisant en sorte qu'Énergie NB conserve une longueur d'avance sur les minimums établis dans les règlements fédéraux et provinciaux, et en tenant compte du mandat de l'entreprise et de la *Loi sur l'électricité* de la province. Le Plan intégré des ressources assure le maintien du leadership et des responsabilités d'Énergie NB dans un paysage énergétique en constante évolution.

En tant que société de la Couronne, Énergie NB appartient aux Néo-Brunswickois. Il est important que ceux-ci soient invités à prendre part au processus de planification du Plan intégré des ressources de 2020. Fin 2019, Énergie NB a mobilisé les Néo-Brunswickois, y compris les Premières Nations, par l'intermédiaire d'une vaste campagne multiplateforme d'engagement du public afin de mieux comprendre ce qui compte le plus pour les clients alors qu'ils envisagent l'avenir énergétique de la province. Cette campagne a révélé que les Néo-Brunswickois préféraient des taux peu élevés à une énergie propre, aux options offertes aux clients et à la gestion de la dette.

Figure 1 : Ce qui est important pour les clients



Tous les trois ans, le Plan intégré des ressources est mis à jour afin de tenir compte du paysage énergétique en constante évolution et des attentes des clients. Une fois la mise à jour effectuée, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB présente le Plan intégré des ressources au gouvernement du Nouveau-Brunswick aux fins d'approbation et, une fois l'approbation obtenue, à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

Le plan suit 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 2027. En vertu de la *Loi sur l'électricité*, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick doit tenir compte du Plan intégré des ressources le plus récent au moment de prendre des décisions sur l'établissement de taux et sur les dépenses importantes en capital. Bien que le présent plan soutienne ce processus, il ne contient pas de renseignements sur les taux d'électricité ni d'états financiers détaillés. Les renseignements en question figurent dans le plan décennal annuel d'Énergie NB qui, aux termes de la *Loi sur l'électricité*, doit cadrer avec le plus récent Plan intégré des ressources.

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[1]. En mars 2016, les premiers ministres

[1] « L'Accord de Paris », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 6 janvier 2016, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/accord-paris.html.

ont publié la Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques[2], qui comporte une réduction ciblée des émissions de l'ordre de 30 pour cent par rapport aux taux de 2005, à l'échelle nationale, d'ici 2030.

En 2005, les émissions de gaz à effet de serre du Nouveau-Brunswick s'élevaient à 20 Mt[3]; pour atteindre une réduction de 30 pour cent, la cible devrait donc être de 14 Mt pour 2030. En 2018 (année à laquelle remontent les renseignements les plus à jour disponibles au moment de la rédaction), la cible d'émissions provinciales a été largement atteinte; les taux s'élevaient à 13,2 Mt[4]. Au cours de cette même période, la part des émissions provinciales attribuable à Énergie NB est passée de 8,8 Mt en 2005 à 3,4 Mt en 2018, soit une diminution de plus de 60 pour cent depuis 2005. Le Nouveau-Brunswick a atteint ses objectifs en matière de réduction des émissions (fixés à 14,8 Mt de gaz à effet de serre d'ici 2020)[5] et est parvenu, au cours de quatre des cinq dernières années, à réduire de 30 pour cent les émissions par rapport aux taux de 2005; il est donc considérablement en avance par rapport à la cible pour 2030.

La réduction des émissions d'Énergie NB 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 311 MW provenant de la production d'énergie éolienne depuis 2007
- la fermeture de deux centrales à combustible fossile, l'une en 2010 et l'autre en 2012
- l'achèvement du premier projet, à l'échelle mondiale, de remise à neuf d'un réacteur nucléaire Candu 6 en 2012
- l'augmentation à plus de 40 pour cent de la proportion d'énergie renouvelable (42 pour cent en 2019, et l'on s'attend à 44 pour cent en 2020)
- l'ajout de 78 MW provenant d'une nouvelle production d'énergie éolienne communautaire d'ici 2022
- l'ajout de 40 MW provenant d'une production intégrée à partir de sources renouvelables d'ici 2023
- l'augmentation de l'efficacité énergétique par l'intermédiaire de programmes de gestion axée sur la demande (Éconergie NB), ce qui s'est traduit par une réduction de 70 MW de la demande de pointe depuis 2013

---

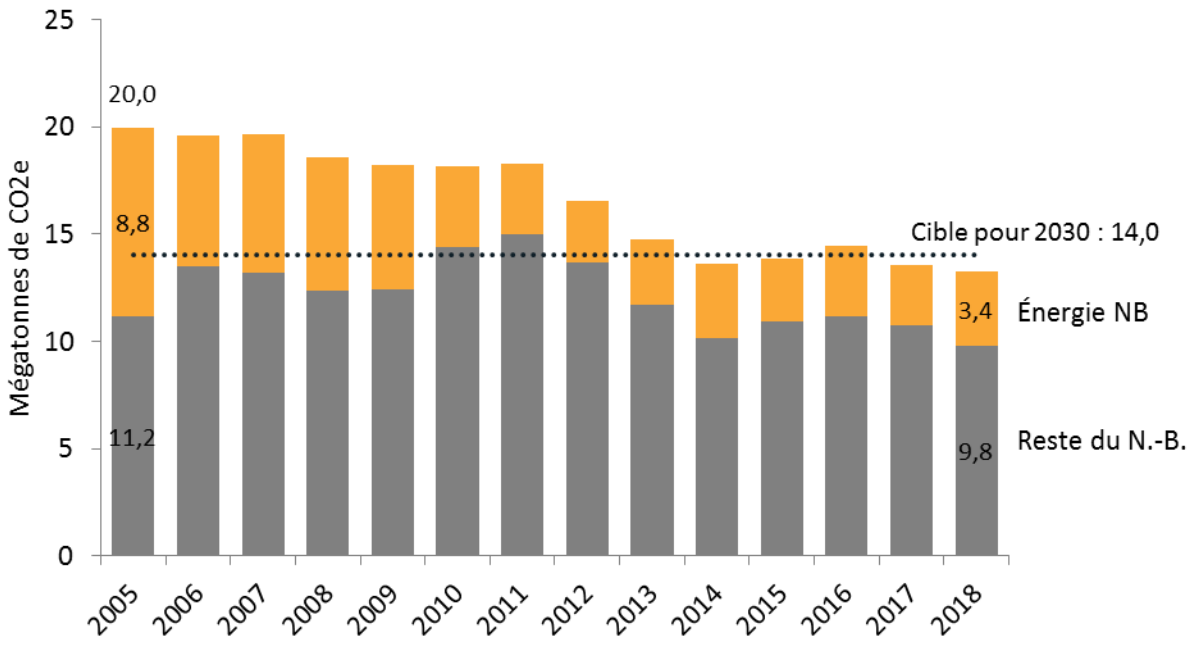
[2] « Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques », Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes, 3 mars 2016, https://scics.ca/fr/product-produit/declaration-de-vancouver-sur-la-croissance-propre-et-les-changements-climatiques/.

[3] Les données du Rapport d'inventaire national sont susceptibles de changer d'une version à la suivante. Le Rapport d'inventaire national 1990-2006 faisait état, pour 2005, de 20,1 Mt d'émissions, ce qui s'est traduit par une cible déclarée pour 2030 de 14,1 Mt.

[4] « Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Partie 3. », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 15 avril 2020, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/inventaire.html.

[5] « La transition vers une économie à faibles émissions de carbone », gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2016, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Climate-Climatiques/LaTransitionVersUneEconomieAFaiblesEmissionsDeCarbone.pdf

Figure 2 : Émissions de gaz à effet de serre recensées au Nouveau-Brunswick, de 2005 à 2018[6, 7, 8]



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. La province du Nouveau-Brunswick a établi des objectifs ambitieux en matière de changements climatiques, c'est-à-dire la réduction à 10,7 Mt des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 et à 5 Mt d'ici 2050[9]. Énergie NB reconnaît aussi que, bien qu'elle soit chef de file en ce qui a trait à la réduction des émissions depuis 2005, elle ne doit pas se reposer sur ses lauriers, et elle devra continuellement s'améliorer, à un rythme qui permette de garantir l'abordabilité de l'électricité pour les Néo-Brunswickois. Le présent plan tient pour acquis que le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac et le projet d'infrastructure de mesure avancée (compteur intelligent),

[6] « Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Partie 3. », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 15 avril 2020, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/inventaire.html.

[7] Données sur les émissions d'Énergie NB reposant sur des données internes pour ses installations.

[8] Les émissions du reste du Nouveau-Brunswick sont calculées comme la différence entre le total provincial figurant dans le Rapport d'inventaire national et les rapports de conformité environnementale pour les émissions d'Énergie NB.

[9] « La transition vers une économie à faibles émissions de carbone », gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2016, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Climate-Climatiques/LaTransitionVersUneEconomieAFaiblesEmissionsDeCarbone.pdf

qui visent à moderniser le réseau, seront approuvés et contribueront à maintenir un faible taux d'émissions au Nouveau-Brunswick dans un avenir prévisible. L'investissement continu dans le plan Éconergie NB permet de diminuer les besoins en matière d'énergie et de demande dans la province, engendrant des économies pour les clients et une diminution des émissions de gaz à effet de serre au Nouveau-Brunswick.

Depuis le Plan intégré des ressources de 2017, le gouvernement du Canada a apporté deux modifications aux règlements fédéraux sur les émissions de gaz à effet de serre, et elles ont une grande incidence sur le Plan intégré des ressources de 2020.

La première modification aux règlements[10] prévoit l'abandon graduel de la production à partir du charbon d'ici 2030, ou l'obtention d'une réduction équivalente des émissions produites par le secteur de l'électricité. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick négocie actuellement un accord d'équivalence, avec le gouvernement fédéral, accord qui permettrait à Énergie NB de continuer à utiliser le charbon après 2030, tout en réduisant la trajectoire des émissions à un degré équivalent ou supérieur que si la production d'électricité à partir du charbon était graduellement abandonnée d'ici 2030. Un accord d'équivalence conclu pour le Nouveau-Brunswick procurerait, au minimum, les mêmes réductions d'émissions que si le charbon était graduellement abandonné d'ici 2030, mais serait beaucoup plus abordable pour les Néo-Brunswickois. Il permettrait de diminuer les coûts globaux d'acheminement de l'électricité de 1,1 à 1,4 milliard de dollars (valeur actualisée nette en dollars de 2020) au cours des 20 prochaines années, tout en limitant les émissions à 63 Mt (quantité cumulative), ou à une moyenne de 3,15 Mt par année.

Ce nombre représente une diminution de plus de 11 Mt, ou 15 pour cent, par rapport au Plan intégré des ressources de 2017. Bref, si un accord d'équivalence était conclu pour le Nouveau-Brunswick, il n'y aurait pas plus d'émissions de carbone que si le charbon était abandonné en 2030; il s'agit plutôt là d'un plan plus abordable permettant d'atteindre les mêmes réductions d'émissions que si le charbon était graduellement abandonné.

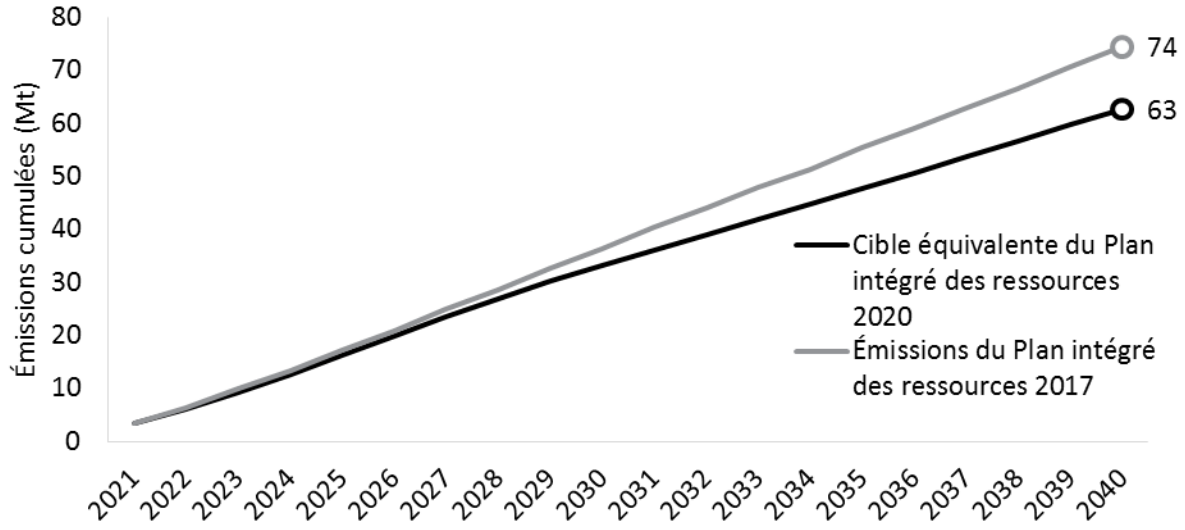
La deuxième modification aux règlements[11] met l'accent sur le prix du carbone et les normes de rendement des émissions. Afin de s'adapter aux changements climatiques, le gouvernement fédéral a mis en place une entente tenant lieu de filet de sécurité sur la tarification pour les installations qui émettent plus de 50 kt de gaz à effet de serre par année. Cela s'applique aux centrales électriques, y compris les centrales de Belledune, de Coleson Cove et de Bayside

[10] « Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon : DORS/2018-263 », *Gazette du Canada*, partie II, volume 152, numéro 25, gouvernement du Canada, le 30 novembre 2018, http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2018/2018-12-12/html/sor-dors263-fra.html.

[11] « Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement (DORS/2019-266) », *site Web de la législation de la Justice*, gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 14 mai 2020, https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2019-266/index.html.

d'Énergie NB. Le Nouveau-Brunswick cherche à adopter un plan conçu au Nouveau-Brunswick sur la tarification du carbone pour les grands émetteurs de la province[12]. Ce plan respecterait les règlements fédéraux et serait plus abordable pour les Néo-Brunswickois; il leur permettrait d'économiser un montant estimé de 498 millions de dollars (valeur actualisée nette en dollars de 2020).

Figure 3 : Trajectoire des émissions – Plan intégré des ressources de 2020 par rapport à celui de 2017



Le présent Plan intégré des ressources tient pour acquis que le gouvernement du Nouveau-Brunswick est partie à un accord d'équivalence et que le plan fédéral tenant lieu de filet de sécurité sur la tarification du carbone est en vigueur.

Le Plan intégré des ressources de 2020 aidera Énergie NB à trouver un équilibre entre les besoins continus du Nouveau-Brunswick en matière d'énergie et les besoins d'énergie renouvelable et les normes d'émissions, tout en garantissant que les coûts demeurent bas pour l'ensemble des Néo-Brunswickois.

Le Plan intégré des ressources répond aux exigences énoncées au paragraphe 100(1) de la *Loi sur l'électricité* et fournit les renseignements suivants :

- il indique les exigences d'investissement dans l'offre à court terme
- il définit une gamme raisonnable d'options de programmes liés à la demande
- il présente une gamme de sensibilités afin de montrer la façon dont les facteurs externes influent sur les résultats

[12] « Tenir les grands émetteurs responsables : système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick », gouvernement du Nouveau-Brunswick, juin 2019, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Climate-Climatiques/HoldingLargeEmittersAccountable.pdf.

Énergie NB reconnaît que la pandémie mondiale de COVID-19 a entraîné des difficultés importantes pour les Néo-Brunswickois et a bouleversé de nombreuses hypothèses de planification à court terme utilisées dans le présent plan. À long terme, cependant, on prévoit que les Néo-Brunswickois persévéreront malgré la pandémie, que les hypothèses de planification retourneront à la normale et que la situation ne compromettra pas les dix premières années du plan d'expansion recommandé. Les effets de la pandémie sur le présent Plan intégré des ressources ont été examinés dans le cadre d'une analyse de sensibilité portant sur les résultats si les effets à court terme sur les hypothèses de planification devaient persister à long terme; ils se trouvent à la section 13.5 (Scénario de la COVID-19).

Voici quelques principaux points à retenir du plan :

- l'établissement d'un accord d'équivalence permettra à la centrale de Belledune de fonctionner au moyen de charbon jusqu'en 2040, de réduire les émissions à 63 Mt entre 2021 et 2040 et de réduire les coûts pour les Néo-Brunswickois
- la mise en œuvre du plan sur le carbone du Nouveau-Brunswick permettra de réduire les coûts pour les Néo-Brunswickois au cours de 20 prochaines années tout en conservant la même cible d'émissions produites que celle visée dans le cadre du plan fédéral
- la mise en œuvre d'un accord d'équivalence et du plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick pourrait permettre aux Néo-Brunswickois d'économiser plus de 1,5 milliard de dollars au cours des 20 prochaines années, tout en atteignant les cibles de réduction des émissions de carbone et en satisfaisant toutes les exigences législatives
- la prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside après sa date de fermeture prévue est le choix le plus économique pour répondre aux exigences en matière d'énergie et de capacité et permet une réduction importante des émissions, tout en garantissant un approvisionnement fiable en électricité, comparativement au charbon
- la prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose après leur date de fermeture prévue représente le choix le plus économique pour répondre aux besoins en matière de charge de pointe et de réserve
- la mise en œuvre du plan Éconergie NB aux fins d'atteinte de l'objectif de réduction de 420 à 476 MW (d'ici 2040) prévu dans les initiatives novatrices de gestion axée sur la demande, y compris des programmes d'efficacité énergétique et de réponse à la demande, permettra de réduire les factures des consommateurs d'un montant allant de 413 à 514 millions de dollars (valeur actualisée nette en dollars de 2020) et aidera à diminuer les émissions de gaz à effet de serre au cours des 20 prochaines années
- le remplacement de la centrale de Grand Manan permettra de maintenir la fiabilité dans une partie vulnérable du réseau électrique du Nouveau-Brunswick dans l'éventualité d'une panne prolongée de l'un des câbles sous-marins alimentant l'île
- outre les prolongations de vie utile et les ressources de capacité de réserve, seules des centrales décarbonisées sont recommandées dans le plan d'expansion final
- bien qu'ils ne soient pas compris dans le Plan intégré des ressources comme option d'approvisionnement, les petits réacteurs nucléaires modulaires pourraient offrir une

solution évolutive afin que le réseau électrique du Nouveau-Brunswick en vienne, dans le futur, à n'être presque plus basé sur le carbone

- les recommandations formulées, dans le plan d'expansion final, pour les dix prochaines années sont des décisions solides sur lesquelles des modifications aux hypothèses principales n'auraient aucun effet; on y trouve notamment un scénario tenant compte de la prolongation des répercussions des récents changements du marché liés à la pandémie mondiale de COVID-19

Le Plan intégré des ressources de 2020 équilibre les principes de la planification à moindre coût, de la durabilité économique et environnementale et de la gestion des risques. Les mesures recommandées permettront de poursuivre le parcours d'Énergie NB vers un avenir énergétique durable pour les Néo-Brunswickois.

Tableau 1 **: Plan d'expansion final**

Exercice financier	Plan intégré	Fermeture prévue
En cours	Éconergie NB (de 420 à 476 MW)	
2021	Programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (78 MW)	Milltown (3 MW)
2022	Production intégrée (20 MW)	
…	…	…
2025		Grandview (95 MW)
2026	Nouvelle turbine à gaz LM2500 à Grand Manan (23 MW)	Grand Manan (29 MW)
2027	Prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside (277 MW)	
…	…	…
2031	Prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose (496 MW)	
…	…	…
2033	Atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac (668 MW) Nouvelle installation éolienne (200 MW)	
…	…	…
2038	Réponse à la demande industrielle (90 MW)	Bayside (277 MW)
2039	Remplacement à l'identique de la centrale de Point Lepreau (670 MW)	Point Lepreau (670 MW)

2 Introduction

Depuis un siècle, Énergie NB fait partie du paysage du Nouveau-Brunswick. Le service public d'électricité provincial possède l'un des parcs de production d'électricité les plus diversifiés de l'Amérique du Nord et il assure un approvisionnement sûr, fiable et durable en électricité à plus de 400 000 clients directs et indirects.

L'industrie énergétique est en train de passer du modèle de service public traditionnel à une approche plus vaste, comprenant notamment des solutions énergétiques. Dans le cadre de cette transition, Énergie NB reste concentrée sur les attentes des clients, tout en élaborant des solutions liées à la demande afin de permettre un avenir plus écologique et plus propre pour le Nouveau-Brunswick.

Énergie NB appartient aux Néo-Brunswickois, du seul fait qu'il s'agit d'une société de la Couronne provinciale. La *Loi sur l'électricité* (2013) du gouvernement du Nouveau-Brunswick oriente la société quant à la façon dont l'électricité est produite et acheminée à l'ensemble des Néo-Brunswickois. La Commission de l'énergie et des services publics (CESP) du Nouveau-Brunswick veille à ce que les clients reçoivent un service sûr et fiable et à ce que les tarifs d'électricité soient justes et raisonnables.

En vertu de la *Loi* et des règlements, Énergie NB doit équilibrer les besoins des clients avec les éléments suivants au moment de planifier l'avenir énergétique de la province :

- assurer un approvisionnement sûr et fiable en électricité, à des tarifs peu élevés et stables
- veiller à un approvisionnement énergétique durable pour l'avenir
- veiller à ce qu'au moins 40 pour cent des ventes d'électricité proviennent de sources renouvelables
- réaliser une structure financière minimale de 20 pour cent en capitaux propres

Les priorités des Néo-Brunswickois en matière d'énergie font partie intégrante du présent Plan intégré des ressources. En novembre 2019, Énergie NB a organisé des séances de mobilisation en personne et en ligne afin de recueillir les commentaires de clients de partout dans la province quant aux éléments qui comptent le plus pour eux lorsqu'ils réfléchissent à l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick. Ces commentaires permettent à Énergie NB d'élaborer des solutions qui répondront aux besoins énergétiques évolutifs des Néo-Brunswickois.

2.1 Objectifs stratégiques, vision, mission et valeurs d'Énergie NB

Notre mission	Notre vision	Nos valeurs fondamentales
Devenir le partenaire de choix de nos clients relativement aux solutions énergétiques	Assurer une énergie renouvelable pour les générations futures	Sécurité, qualité, diversité et innovation

Les clients ont toujours été au cœur même de la mission d'Énergie NB, et la situation n'a pas changé. Dans cette perspective, les relations de la société avec les clients et les intervenants évoluent constamment. Les 2 600 employés d'Énergie NB sont de purs Néo-Brunswickois qui se soucient beaucoup de l'avenir de la province et de son bien-être économique et social. On reconnaît que l'industrie de l'électricité et les attentes des clients à l'égard de leur entreprise énergétique sont en train de changer et, par conséquent, la vision d'une énergie renouvelable pour les générations futures d'Énergie NB se trouve reflétée dans le présent Plan intégré des ressources. L'histoire d'Énergie NB est ancrée au Nouveau-Brunswick et marquée par sa population. Tandis que le service public évolue, la mission, la vision et les valeurs d'Énergie NB demeurent axées sur les besoins du Nouveau-Brunswick.

2.2 Processus de planification intégrée des ressources

Énergie NB assure aux Néo-Brunswickois un approvisionnement en énergie provenant de nombreuses sources. Elle a su parvenir à un équilibre entre coût, fiabilité et effet sur l'environnement, équilibre dont le maintien exige beaucoup de planification.

C'est là que le Plan intégré des ressources entre en jeu. Le présent plan 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.

L'élaboration du Plan intégré des ressources nécessite une analyse en profondeur dans trois secteurs clés :

- les considérations relatives à la demande et à l'efficacité énergétique (qui permettent de réduire et de déplacer la consommation) ainsi que les considérations relatives à l'approvisionnement
- la fiabilité et la stabilité de l'approvisionnement
- les considérations relatives aux politiques et règlements

La sollicitation des commentaires des Néo-Brunswickois fait partie intégrante du processus de Plan intégré des ressources. Énergie NB a recueilli les commentaires de clients et d'intervenants clés, y compris des Premières Nations, afin de mieux comprendre ce qui est important pour eux lorsqu'ils envisagent l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick.

Les options d'approvisionnement futur en électricité sont choisies en fonction :

- de la fiabilité du réseau
- de l'empreinte environnementale
- de l'efficience globale
- des commentaires des intervenants

Ces options englobent un large éventail de sources de production (p. ex. éolienne, solaire, nucléaire, gaz naturel) et de technologies de stockage (p. ex. batteries, accumulation d'air comprimé). 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, on a aussi tenu compte de l'efficacité énergétique et des programmes 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. Ils font partie du plan Éconergie NB d'Énergie NB. Ce plan met l'accent sur la réduction et le déplacement de la consommation et sur la modernisation du réseau.

Un réseau moderne sera plus intelligent, plus propre, plus résilient et plus efficient, de manière à ce que les Néo-Brunswickois aient plus de choix et de possibilités dans le futur quant à la façon dont ils utilisent l'énergie. Il permettra la mise en place de nouvelles technologies et de nouveaux services, tout en assurant la stabilité, l'efficience et la fiabilité du réseau pour les clients.

Le Plan intégré des ressources cadre avec le paragraphe 100(1) de la *Loi sur l'électricité* et fournit les renseignements suivants :

- il indique les exigences d'investissement dans l'offre à court terme
- il définit une gamme raisonnable d'options de programmes liés à la demande
- il présente une gamme de sensibilités afin de montrer la façon dont les facteurs externes influent sur les résultats

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

1. Mettre sur pied un programme d'information en matière d'énergie et solliciter les commentaires des intervenants dans le cadre d'un processus de concertation publique visant à mieux comprendre les attentes des clients quant à l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick
2. Déterminer les prévisions à long terme concernant les besoins de la province en matière d'électricité
3. Examiner le réseau actuel et formuler des hypothèses raisonnables concernant les paramètres correspondants (par exemple le prix des combustibles, les politiques ou les règlements futurs)
4. Prendre connaissance de la durée de vie utile des ressources d'approvisionnement (centrales électriques) existantes, y compris de la date d'expiration des ententes d'achat d'énergie
5. Comparer les ressources d'approvisionnement existantes pour les Néo-Brunswickois avec les besoins en consommation électrique à long terme afin de cerner toute lacune qui pourrait exister
6. Évaluer toutes les options raisonnables concernant l'offre et la demande et les classer en fonction des coûts qui y sont associés et d'autres caractéristiques pertinentes
7. Déterminer si les options les plus économiques sont fiables et vérifier que la Norme de portefeuille renouvelable est satisfaite. Le cas échéant, retourner à l'étape 5 pour aider à combler tout écart
8. Répéter le processus jusqu'à ce que tous les écarts soient comblés et jusqu'à ce qu'un Plan intégré des ressources puisse être recommandé aux Néo-Brunswickois

3 Participation des intervenants

3.1 Vue d'ensemble du processus de mobilisation du public

Il était important, au moment où Énergie NB commençait à planifier le présent Plan intégré des ressources, de solliciter la participation des Néo-Brunswickois. 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 son consultant en mobilisation, le Cabinet de relations publiques NATIONAL. En novembre 2019, 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 de cette 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 de Plan intégré des ressources et sur ce qui peut être influencé
- organiser un processus de mobilisation en personne ou en ligne permettant aux Néo-Brunswickois de contribuer en fonction de leurs propres perspectives, expérience et idées et de ce qui compte le plus pour eux
- faire preuve de transparence dans la communication des résultats de l'effort de mobilisation

3.2 Portée de la mobilisation

La campagne de mobilisation du public consistait en un sondage en ligne et en des séances de mobilisation en personne de la clientèle 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 Twitter, ont été mises à profit pour établir des liens avec les publics clés
- une vidéo a été publiée sur le site Web et les médias sociaux en guise de composante clé du processus éducatif dans le cadre du sondage
- un processus de messages lors de l'attente dans inQueue a été mis en place pour les moments où les appels des clients au service à la clientèle d'Énergie NB étaient mis en attente (les clients étaient informés du sondage en ligne et invités à visiter le site Web pour le remplir)
- des invitations directes par courriel ont été envoyées à plus de 8 000 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 MétéoMédia, Google Ads, le Réseau Display de Google et Facebook
- on a prolongé les séances portes ouvertes des Premières Nations, dans le cadre desquelles étaient lancées des invitations à participer au sondage et des invitations ouvertes à des rencontres en personne
- des activités communautaires, comme des rencontres dans des marchés publics ou dans des arénas ou des rencontres communautaires comme celles tenues par Quest, ont été organisées

Six mille deux cent soixante-trois (6 263) Néo-Brunswickois ont participé en ligne, tandis que 442 ont participé aux possibilités en personne, pour un total de 6 705 personnes mobilisées. Le degré de mobilisation s'est multiplié par cinq par rapport aux efforts de mobilisation des intervenants déployés dans le cadre du Plan intégré des ressources de 2017.

Tableau 2 **: Résumé de la mobilisation du public**

Forme de mobilisation	Nombre de personnes mobilisées
Activité communautaire : conversations en personne	315
Rencontres dans le cadre des séances portes ouvertes des Premières Nations	75
Ateliers municipaux communautaires tenus par Quest	42
Rencontres individuelles avec des intervenants	10
Sondage en ligne	6 263
Total	6 705

3.3 Approche de mobilisation en ligne

L'expérience de mobilisation en ligne a été conçue en gardant à l'esprit qu'un public général était visé. Le contenu était concis et le langage utilisé, simple. Le site Web comportait une vidéo d'information destinée à fournir un contexte pour la discussion et les questions d'un court sondage.

La vidéo portait sur les sujets suivants :

- l'abordabilité
- l'énergie propre
- les options pour les clients

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

3.4 Approche de mobilisation en personne

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

3.4.1 Conversations en personne avec les Néo-Brunswickois

Énergie NB souhaitait 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 Plan intégré des ressources de 2020. En novembre, Énergie NB a rencontré des clients dans le cadre de quatre activités communautaires différentes afin de tenir ces discussions. Elles ont eu lieu dans des marchés publics et dans des arénas à Fredericton, à Moncton, à Restigouche et à Grand-Sault.

3.4.2 Coopération des Premières Nations

Énergie NB respecte l'importance, les intérêts distincts et la culture des communautés des Premières Nations du Nouveau-Brunswick et continue de mettre beaucoup d'efforts pour établir des relations positives et les renforcer. La société a participé à des séances portes ouvertes de sept communautés des Premières Nations à l'échelle du Nouveau-Brunswick. Elle maintient aussi des invitations ouvertes pour des rencontres en personne dans l'ensemble des communautés des Premières Nations.

3.4.3 Ateliers municipaux communautaires tenus par Quest

Énergie NB a participé à six ateliers communautaires municipaux dans la province. Les personnes présentes aux ateliers ont été informées du Plan intégré des ressources et invitées à formuler leurs commentaires par l'intermédiaire du sondage en ligne.

3.4.4 Rencontres individuelles avec des intervenants

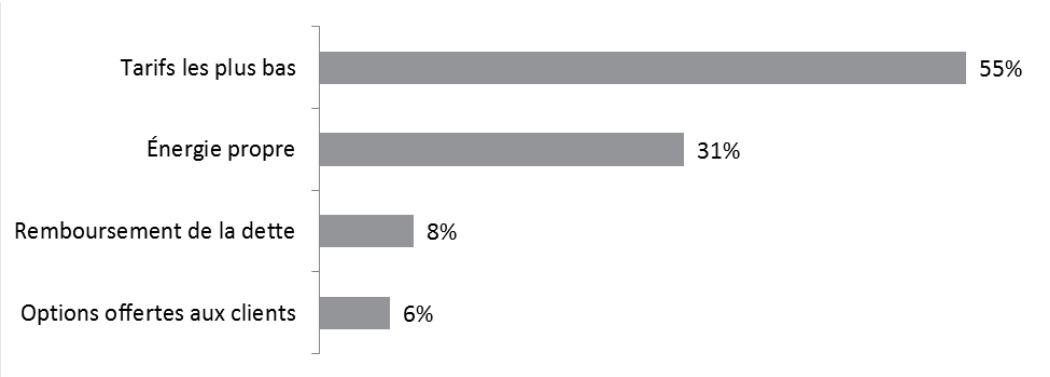
Tandis que l'outil de mobilisation en ligne ciblait avant tout les clients résidentiels et les petites entreprises clientes, les rencontres individuelles ont été l'occasion de s'entretenir avec d'autres catégories de clients et d'intervenants intéressés de partout dans la province afin de garantir un équilibre dans la représentation et d'éviter qu'il y ait des lacunes dans le processus. Énergie NB a offert à ces clients de prendre part à des rencontres en personne de sorte que leurs commentaires soient bien pris en compte dans le cadre de l'élaboration du Plan intégré des ressources.

3.5 Constatations des séances de mobilisation du public

Selon les résultats du sondage, l'abordabilité et l'énergie propre représenteraient les priorités absolues des Néo-Brunswickois.

Par ailleurs, même si l'énergie propre était très importante pour les répondants, l'abordabilité était classée comme plus importante selon un rapport de deux pour un. Toutes les catégories d'âge ont classé l'abordabilité comme l'élément le plus important, suivi de l'énergie propre.

Figure 4 : Résumé des conclusions des séances de mobilisation du public



Selon les réponses au sondage, les Néo-Brunswickois souhaitent qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'énergie propre et d'efficacité énergétique, sans jamais perdre de vue l'abordabilité. De nombreux répondants croient qu'il incombe à tous les Néo-Brunswickois d'opérer des changements pour lutter contre les changements climatiques. Les réponses indiquaient aussi que la plupart des Néo-Brunswickois soutiennent la transition vers une énergie plus propre, mais seulement si cela n'implique pas d'augmentation des tarifs. La plupart ont également mentionné ne pas être prêts à payer davantage pour une énergie plus propre.

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 (85 pour cent)
- je veux qu'Énergie NB soit un chef de file en matière d'efficacité énergétique (85 pour cent)
- je crois que les Néo-Brunswickois ont la responsabilité de faire des changements pour aborder les changements climatiques (84 pour cent).

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 (30 pour cent)
- je m'intéresse à l'achat d'un véhicule électrique (33 pour cent)
- je m'intéresse à produire ma propre électricité (49 pour cent)

Les renseignements démographiques recueillis dans le cadre du sondage montrent que le groupe de répondants le plus important était celui des personnes de 55 ans et plus (53 pour cent). Les répondants âgés de 35 à 54 ans ont fourni 33 pour cent des réponses et les répondants âgés de moins de 35 ans comptaient pour 11 pour cent des réponses. Un rapport exhaustif sur les conclusions et les commentaires se trouve compris dans le rapport *Ce qui s'est dit*[13].

[13] « Rapport Final "Ce qui s'est dit" », National Public Relations, 2020, https://www.nbpower.com/media/772013/irp_what-was-said_french_final.pdf.

4 Considérations politiques

En tant que société de la Couronne, Énergie NB observe 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. Consulter l'annexe 2 (considérations entourant le statut des politiques et des règlements) afin de voir comment la *Loi sur l'électricité* et les autres règlements sont abordés dans le Plan intégré des ressources.

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. Elle a été promulguée en 2013.

Le Plan intégré des ressources 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 pour cent en capitaux propres (alinéa 68[1]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 (alinéa 68[1]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 (alinéa 68[1]c])

La *Loi sur l'électricité* charge aussi Énergie NB de promouvoir, d'élaborer et d'exécuter des programmes d'efficacité énergétique, de conservation énergétique et de gestion axée sur la demande au Nouveau-Brunswick.

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

En 2014, 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[14] oriente l'établissement d'autres sources d'énergie renouvelable au Nouveau-Brunswick. Il exige que, d'ici 2020, 40 pour cent des ventes totales d'électricité d'Énergie NB dans la province soit de l'électricité issue de ressources renouvelables. Énergie NB a atteint cette étape en 2019 et en 2020.

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 le fait de construire de nouvelles unités de production d'énergie renouvelable.

L'efficacité énergétique contribue aussi à l'atteinte des objectifs environnementaux du Nouveau-Brunswick. En réduisant et en déplaçant la consommation d'électricité, le plan Éconergie NB permettra de réduire le besoin de production future d'énergie par des 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 pour cent des objectifs de la Norme de portefeuille renouvelable de la façon la plus économique et efficiente qui soit, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

Bien qu'elle ne soit pas comprise dans la Norme de portefeuille renouvelable, la centrale électrique nucléaire de Point Lepreau est le fournisseur d'énergie décarbonisée le plus important au Nouveau-Brunswick. Elle satisfait environ 35 pour cent 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 pour cent des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick en viendront à être satisfaits, au cours des 20 prochaines années, par des sources sans carbone.

Le *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables* de la *Loi sur l'électricité* établit également le programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle et le programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie, lesquels contribuent à l'objectif de 40 pour cent d'énergies renouvelables précédemment décrit.

[14] « Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – *Loi sur l'électricité* », *Règlement du Nouveau-Brunswick 2015-60* pris en vertu de la *Loi sur l'électricité* (D.C. 2015-263), gouvernement du Nouveau-Brunswick, déposé le 12 novembre 2015, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/ag-pg/PDF/RegulationsReglements/2015/2015-60.pdf.

Les principales visées du *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables* de la *Loi sur l'électricité* sont[15] :

- des prix bas et stables pour l'énergie : 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 provinciales d'énergie renouvelable 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 *Règlement 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[16]. En mars 2016, les premiers ministres ont publié la Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques[17], qui comporte une réduction ciblée des émissions de l'ordre de 30 pour cent par rapport aux taux de 2005, à l'échelle nationale, d'ici 2030. Le Nouveau-Brunswick s'est fixé l'ambitieux objectif de réduire ses émissions de gaz à effet de serre à 14,8 Mt d'ici 2020, à 10,7 Mt d'ici 2030 et à 5 Mt d'ici 2050[18].

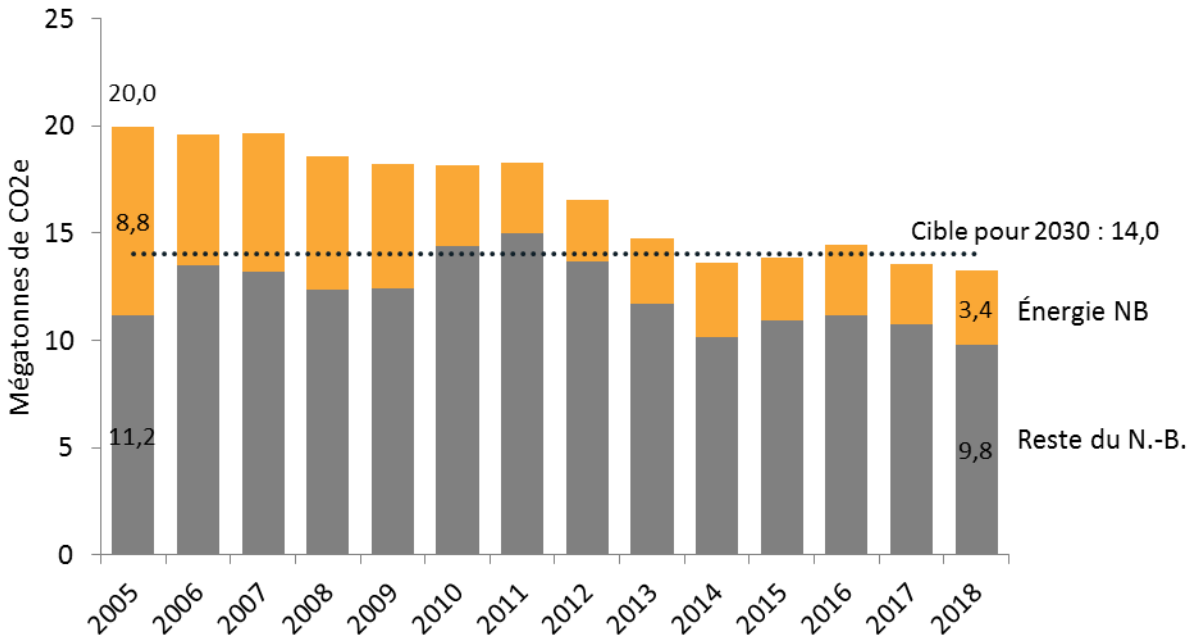
[15] « Norme de portefeuille renouvelable », Ressources naturelles et Développement de l'énergie, gouvernement du Nouveau-Brunswick, consultée le 30 mars 2020, https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/der/energie/content/plan_directeur/content/portefeuille_renouvelable.html.

[16] « L'Accord de Paris », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 6 janvier 2016, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/accord-paris.html.

[17] « Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques », Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes, 3 mars 2016, https://scics.ca/fr/product-produit/declaration-de-vancouver-sur-la-croissance-propre-et-les-changements-climatiques/.

[18] « La transition vers une économie à faibles émissions de carbone », gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2016, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Climate-Climatiques/LaTransitionVersUneEconomieAFaiblesEmissionsDeCarbone.pdf

Figure 5 : Émissions de gaz à effet de serre recensées au Nouveau-Brunswick, de 2005 à 2018[19, 20]



En 2005, les émissions de gaz à effet de serre du Nouveau-Brunswick s'élevaient à 20 Mt[21]; pour atteindre une réduction de 30 pour cent, la cible devrait donc être de 14 Mt pour 2030.

Le Nouveau-Brunswick a atteint cet objectif au cours des dernières années, une réalisation à laquelle ont contribué des mesures prises par Énergie NB dont les suivantes :

- l'ajout de 311 MW provenant de la production d'énergie éolienne depuis 2007
- 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 pour cent de la proportion d'énergie renouvelable (42 pour cent en 2019, et l'on s'attend à 44 pour cent en 2020)
- l'ajout de 78 MW provenant d'une nouvelle production d'énergie éolienne communautaire d'ici 2022
- l'ajout de 40 MW provenant d'une production intégrée à partir de sources renouvelables d'ici 2023

[19] « Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Partie 3. », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 15 avril 2020, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/inventaire.html.

[20] Données sur les émissions d'Énergie NB reposant sur des données internes pour ses installations.

[21] Les données du Rapport d'inventaire national sont susceptibles de changer d'une version à la suivante. Le Rapport d'inventaire national 1990-2006 faisait état, pour 2005, de 20,1 Mt d'émissions, ce qui s'est traduit par une cible déclarée pour 2030 de 14,1 Mt.

- l'augmentation de l'efficacité énergétique par l'intermédiaire de programmes de gestion axée sur la demande, ce qui s'est traduit par une réduction de 70 MW de la demande de pointe depuis 2013

Ces mesures ont permis de réduire les émissions d'Énergie NB de 8,8 Mt à 3,4 Mt en 2018 (soit une réduction de plus de 60 pour cent) depuis 2005. Les émissions du reste de la province du Nouveau-Brunswick ont également diminué, passant de 11,2 Mt à 9,8 Mt au cours de la même période[22], ce qui a permis au Nouveau-Brunswick d'atteindre l'objectif pour 2030 au cours de quatre des cinq dernières années.

Le présent Plan intégré des ressources tient pour acquis que le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac et le projet d'infrastructure de mesure avancée, qui visent à moderniser le réseau, seront approuvés par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick et contribueront à maintenir un faible taux d'émissions au Nouveau-Brunswick dans un avenir prévisible.

Le Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick[23] comprend 118 mesures du gouvernement provincial pour lutter contre les changements climatiques au Nouveau-Brunswick. Les hypothèses et l'analyse contenues dans le présent plan sont étayées par un certain nombre de ces mesures, notamment :

- 33 – Mandater des agents de prestation d'efficacité énergétique, afin d'offrir des initiatives d'efficacité énergétique.
- 37 – Continuer à encourager l'innovation, comme les technologies de compteurs intelligents, afin de permettre des gains d'efficacité supplémentaires dans les services d'électricité à moyen et à long terme.
- 40 – Collaborer avec le gouvernement fédéral, les provinces avoisinantes, les intervenants locaux et le service public d'électricité afin d'éliminer dès que possible la production d'électricité à partir du charbon.
    - Si le soutien approprié peut être trouvé afin de minimiser les effets sur les coûts de l'énergie et sur l'économie locale, le charbon pourrait être éliminé d'ici 2030.
    - Sinon, le charbon serait éliminé d'ici 2040, soit la date du statu quo, avec des objectifs de réductions intérimaires des émissions qui sont conformes aux nouvelles normes fédérales.
- 41 – Les émissions de GES provenant de la production d'électricité dans la province seront réglementées conformément aux objectifs provinciaux en matière d'émissions.

[22] Les émissions du reste du Nouveau-Brunswick sont calculées comme la différence entre le total provincial figurant dans le Rapport d'inventaire national et les rapports de conformité environnementale pour les émissions d'Énergie NB.

[23] « La transition vers une économie à faibles émissions de carbone », gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2016, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Climate-Climatiques/LaTransitionVersUneEconomieAFaiblesEmissionsDeCarbone.pdf

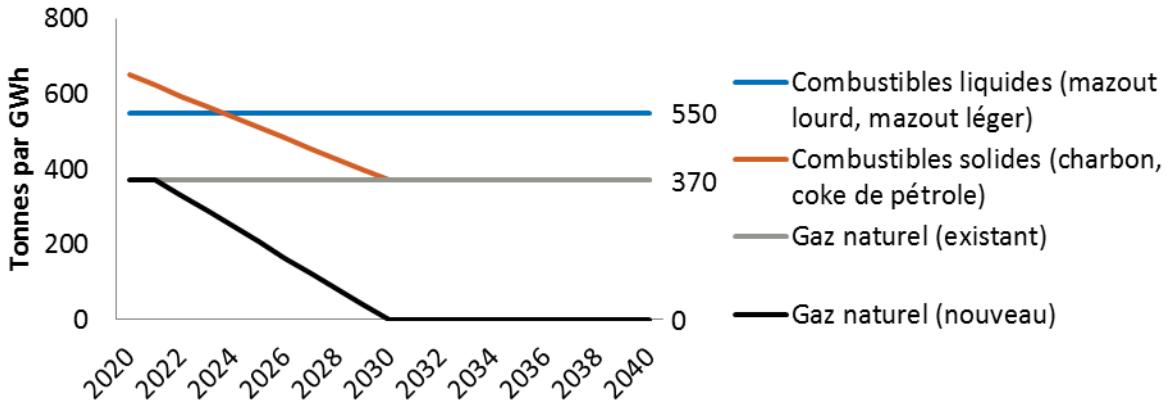
- 44 – Examiner les résultats du programme communautaire d'énergie renouvelable à une échelle réduite lors de l'achèvement du programme, et l'élargir ou le modifier en conséquence.

4.3.1 *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*

Le Plan intégré des ressources repose sur le système fédéral de tarification fondé sur le rendement pour les grands émetteurs[24]. 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 unités réglementées seraient les centrales de Belledune, de Coleson Cove et de Bayside. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick continue à travailler avec le gouvernement fédéral sur un plan plus abordable conçu au Nouveau-Brunswick qui permettra de réaliser des réductions d'émissions et de rester concurrentiel dans l'industrie.

La tarification du carbone dans le cadre du système de tarification fondé sur le rendement est de 30 $ par tonne en 2020. Elle devrait passer à 40 dollars par tonne en 2021 et à 50 dollars par tonne en 2022. Les normes de rendement[25] varient selon le type de combustible. Ces normes se resserrent avec le temps pour tous les types de combustibles, à l'exception des combustibles liquides et des installations de gaz naturel existantes. Énergie NB sera assujettie à une taxe sur le carbone sur les émissions qui dépasseront les normes fédérales établies dans le Règlement.

Figure 6 : Normes fédérales sur l'intensité des émissions



[24] « Système de tarification fondé sur le rendement », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 7 mai 2020, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution/systeme-tarification-fonde-rendement.html.

[25] 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. 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.

Le système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick[26] ressemble au système fédéral, à la différence qu'il modifie les normes d'intensité des émissions comme l'indique le tableau 3. Dans le Plan intégré des ressources, Énergie NB suppose une diminution de l'intensité des émissions pour le nouveau gaz naturel qui atteindrait zéro d'ici 2030 : il reste cependant à voir comment, exactement, le gouvernement du Nouveau-Brunswick réglementerait les émissions au-delà de 2022.

Tableau 3 : Normes sur l'intensité des émissions proposées par le Nouveau-Brunswick

Année	Combustibles solides (tonnes/GW/h)	Combustibles liquides (tonnes/GW/h)	Gaz naturel (tonnes/GW/h)
2020	811	795	420
2021	802	790	420
2022	793	785	420

Une analyse qui compare le coût de ces différents plans de tarification du carbone peut être trouvée à la section 12.5 (Analyse du *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre*).

4.3.2 Élimination progressive du charbon

En 2018, le gouvernement fédéral a annoncé l'élimination progressive de la production traditionnelle au charbon d'ici 2030[27] ou la réalisation de réductions d'émissions équivalentes à celles que procurerait l'élimination du charbon. Il est prévu qu'Énergie NB mette hors service sa seule centrale au charbon restante, située à Belledune, en décembre 2040. Aux termes du règlement, Belledune devrait cesser de brûler du charbon dix ans avant la date prévue pour sa mise hors service, ou le réseau électrique, atteindre des réductions d'émissions égales ou supérieures à celles que procurerait sa mise hors service en 2030. Belledune est une source fiable d'énergie à faible coût et sa capacité en termes de fourniture d'énergie aux Néo-Brunswickois n'est dépassée que par celle de Point Lepreau. L'élimination précoce du charbon nécessite des investissements importants soit dans de nouvelles infrastructures pour permettre l'utilisation de combustibles de substitution à Belledune, soit dans une nouvelle production présentant des caractéristiques de fonctionnement similaires (c'est-à-dire une production fiable et prévisible

[26] « Tenir les grands émetteurs responsables : système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick », gouvernement du Nouveau-Brunswick, juin 2019, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Climate-Climatiques/HoldingLargeEmittersAccountable.pdf.

[27] « L'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon au Canada franchit une autre étape importante », gouvernement du Canada, 12 décembre 2018, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2018/12/lelimination-progressive-de-la-production-delectricite-a-partir-du-charbon-au-canada-franchit-une-autre-etape-importante.html.

[répartissable] offrant la possibilité de fonctionner à charge minimale). L'analyse indique clairement que l'élimination précoce du charbon engendre un fardeau financier important (plus d'un milliard de dollars [VAN en dollars de 2020]) pour les Néo-Brunswickois. Une analyse sur le coût de l'équivalence et d'autres solutions d'élimination progressive du charbon se trouve comprise à la section 12.5 (Analyse du *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre*).

Les lois et règlements fédéraux comprennent une disposition permettant aux provinces de négocier des accords d'équivalence, et d'être ainsi exemptées de la réglementation sur l'élimination progressive du charbon. Des accords d'équivalence de cette nature sont déjà en place en Nouvelle-Écosse[28, 29] et en Saskatchewan[30 31]. Énergie NB a aidé le gouvernement du Nouveau-Brunswick dans ses efforts de négociation d'un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral qui permettrait à Belledune de fonctionner en utilisant le charbon comme source de combustible jusqu'à sa fin de vie prévue en décembre 2040. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick devrait ainsi élaborer un nouveau règlement qui remplacerait le règlement fédéral. The provincial regulation would hold the total emissions of the electricity sector to specific targets over the period of the agreement.

Dans le cadre proposé, Belledune continuerait à fonctionner au charbon, mais avec une production réduite. Les objectifs d'émissions totales pour le secteur de l'électricité seraient déterminés par des projections jusqu'en 2040. Elles comprendraient les effets compte tenu d'une élimination du charbon en 2030. Les émissions d'Énergie NB seraient alors réglementées par le gouvernement Nouveau-Brunswick et atteindraient ces objectifs réglementés à un coût moindre pour les Néo-Brunswickois[32] que l'élimination progressive du charbon et la mise hors service de la centrale de Belledune en 2030. L'objectif de l'accord d'équivalence consiste à atteindre les réductions d'émissions prévues par le règlement fédéral sur l'élimination progressive du charbon, à moindre coût pour les Néo-Brunswickois. Au cours des 20 prochaines années, les émissions de gaz à effet de serre seraient équivalentes ou inférieures à ce qu'elles auraient été advenant l'élimination progressive du charbon en 2030. Étant donné que le cadre

---

[28] « Accord d'équivalence Canada-Nouvelle Écosse : consultation - dioxyde de carbone secteur de l'électricité thermique au charbon », gouvernement du Canada, 29 mars 2019, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/accords/equivalence/canada-nouvelle-ecosse-consulation-dioxyde-carbone-electricite.html.

[29] « Greenhouse Gas Emissions Regulations », *Nova Scotia Regulation 260/2009 under the Environment Act* (S.N.S 1994-95, ch. 1), gouvernement de la Nouvelle-Écosse, déposé le 4 octobre 2013, http://canlii.ca/t/52462.

[30] « Accord d'équivalence Canada-Saskatchewan concernant les émissions de gaz à effet de serre des producteurs d'électricité », gouvernement du Canada, 10 mai 2019, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/accords/equivalence/canada-saskatchewan-gaz-effet-serre-producteurs-electricite.html.

[31] *The Management and Reduction of Greenhouse Gases (General and Electricity Producer) Regulations*, règlement du Gouvernement de la Saskatchewan, RRS ch. M-2.01, r. 1, déposé le 4 janvier 2018, http://canlii.ca/t/5324v.

[32] La section 12.5 montre que la valeur d'un accord d'équivalence pour le Nouveau-Brunswick s'élève à plus de 1 milliard de dollars (VAN en dollars de 2020).

nécessaire à la conclusion d'un accord d'équivalence est déjà en place et que le gouvernement fédéral a déjà négocié ces accords avec deux provinces différentes, on s'attend à ce que le gouvernement fédéral conclue un accord avec le Nouveau-Brunswick. Le Plan intégré des ressources de 2020 suppose d'ailleurs qu'un tel accord est en place.

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 2021 ont un effet direct sur l'élaboration du Plan intégré des ressources :

- atteindre une structure du capital d'au moins 20 pour cent de capitaux propres d'ici 2027 grâce à des 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 Premières Nations, afin nouer des liens de collaboration et des partenariats dans le secteur de l'électricité
- s'assurer que les occasions demeurent ouvertes et disponibles dans le cadre des programmes de facturation nette et de production intégrée. Ces programmes continueront de fonctionner selon les exigences techniques strictes des services publics et selon de saines pratiques financières
- collaborer avec le gouvernement provincial pour réduire les émissions de gaz à effet de serre en utilisant les options les moins onéreuses. Le service public fournira également des conseils et des renseignements en temps opportun, selon les besoins, pour plaider en faveur d'un traitement équitable de la part du gouvernement fédéral dans le cadre des politiques et législations nationales.

5 Hypothèses économiques

Afin d'élaborer un plan intégré permettant de conserver des tarifs bas et stables, Énergie NB effectue diverses analyses économiques pour déterminer l'incidence financière 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 Plan intégré des ressources sont les suivants :

- l'indice des prix à la consommation
- l'indice des prix de la construction dans les services d'électricité
- le taux de change
- le coût moyen pondéré du capital.

Énergie NB reconnaît que la pandémie mondiale de COVID-19 a bouleversé de nombreuses hypothèses de planification à court terme utilisées dans le présent Plan intégré des ressources. À long terme, toutefois, on s'attend à ce que les hypothèses reviennent à des niveaux normaux. En outre, une analyse de sensibilité a été réalisée quant à l'incidence sur Énergie NB si les changements à court terme découlant de la pandémie mondiale de COVID-19 devaient persister à long terme. Elle se trouve à la section 13.5 (Scénario de la COVID-19).

5.1 Indice des prix à la consommation

L'indice des prix à la consommation (IPC) est utilisé pour ajuster les frais de fonctionnement et d'entretien (F et E) et d'administration, ainsi que les dépenses en capital régulières pour les années à venir. L'IPC devrait augmenter de 2 pour cent par an. Le Rapport sur la politique monétaire de la Banque du Canada d'avril 2019[33] comportait la projection de l'IPC d'Énergie NB pour le présent Plan intégré des ressources[34].

5.2 Indice des prix de la construction dans les services d'électricité

Au cours des 20 dernières années, les coûts annuels de construction ont augmenté en moyenne de 3,2 pour cent par an pour les projets de production d'électricité et de 3,6 pour cent par an pour tous les autres projets de production[35]. La rotation du capital-actions devrait s'accélérer au cours des 20 prochaines années en raison du vieillissement des infrastructures. Dans ce contexte, les prix des matières premières industrielles (comme l'acier, le béton ou le cuivre de construction) devraient également augmenter. Le Plan intégré des ressources a supposé une croissance des prix de la construction conforme aux tendances historiques.

[33] « Rapport sur la politique monétaire », Banque du Canada, avril 2019, https://www.banqueducanada.ca/wp-content/uploads/2019/04/rpm-2019-04-29.pdf.

[34] Étant donné le facteur temps et l'échéancier, les plus récentes prévisions économiques à long terme ont été utilisées dans l'élaboration du présent Plan intégré des ressources (Plan décennal d'Énergie NB 2021-2030).

[35] *Handy Whitman Bulletin* nº 189.

5.3 Taux de change

Le taux de change à long terme supposé dans le présent Plan intégré des ressources est de 1,21 $ (USD/CAD)[36]. Il s'agit du taux utilisé dans le Plan décennal d'Énergie NB 2021-2030[37], qui repose sur les prévisions de taux trimestriels du Conference Board du Canada (avril 2019). À court terme, le Plan intégré des ressources utilise les mêmes taux que ceux du budget de 2021 d'Énergie NB. Une analyse de sensibilité examine l'effet des taux de change sur les prix du marché des combustibles et de l'électricité. Les résultats de ces analyses se trouvent à la section 13 (Analyse de sensibilité).

5.4 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.

Tableau 4 : Coût moyen pondéré du capital

Promoteur	Cote de solvabilité	Ratio d'endettement	Ratio capitaux propres/actif	Taux des obligations à long terme[38]	Ventilation (points de base)[39]	Frais de cautionnement	Taux d'intérêt	Rendement des capitaux propres	CMPC
Secteur privé	BBB	60 %	40 %	3,70 %	180	0,00 %	5,50 %	11,00 %	6,74 %
Secteur public	A+	80 %	20 %	3,70 %	90	0,65 %	5,25 %	5,25 %	5,25 %

Un promoteur privé réputé et solvable dans le domaine de l'énergie, tel qu'Emera ou Algonquin, a une cote de solvabilité BBB[40, 41]. 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

[36] Données/prévisions de taux trimestrielles du Conference Board du Canada, avril 2019.
[37] « Plan décennal d'Énergie NB, exercices financiers 2021 à 2030 », Énergie NB, préparé en septembre 2019, https://www.nbpower.com/media/1489657/plan-d%C3%A9cennal-2021-%C3%A0-2030.pdf.
[38] D'après le Plan décennal d'Énergie NB 2021-2030.
[39] D'après une analyse interne des taux des obligations du Canada (novembre 2019).
[40] « Credit Ratings », Emera, 24 mars 2020, http://investors.emera.com/Credit-Ratings.
[41] « DBRS Upgrades Algonquin Power & Utilities Corp.'s Issuer Rating and Preferred Shares Rating to BBB and Pfd-3, Stable Trends », *DBRS Morningstar*, 25 janvier 2019, https://www.dbrsmorningstar.com/research/339004/dbrs-upgrades-algonquin-power-utilities-corps-issuer-rating-and-preferred-shares-rating-to-bbb-and-pfd-3-stable-trends.

cote de solvabilité du gouvernement du Nouveau-Brunswick est de A+[42]. Pour les projets élaborés par Énergie NB, on présume que ces projets sont financés à 80 pour cent par la dette, et un cautionnement de 0,65 pour cent s'applique. On suppose également que le rendement des capitaux propres d'Énergie NB équivaut au taux de financement de la dette, et qu'un promoteur privé aurait un ratio d'endettement de 60 pour cent avec un RCP de 11 pour cent.

Le tableau 4 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 Plan intégré des ressources, Énergie NB suppose que le CMPC est de 5,25 pour cent versus 6,74 pour cent 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

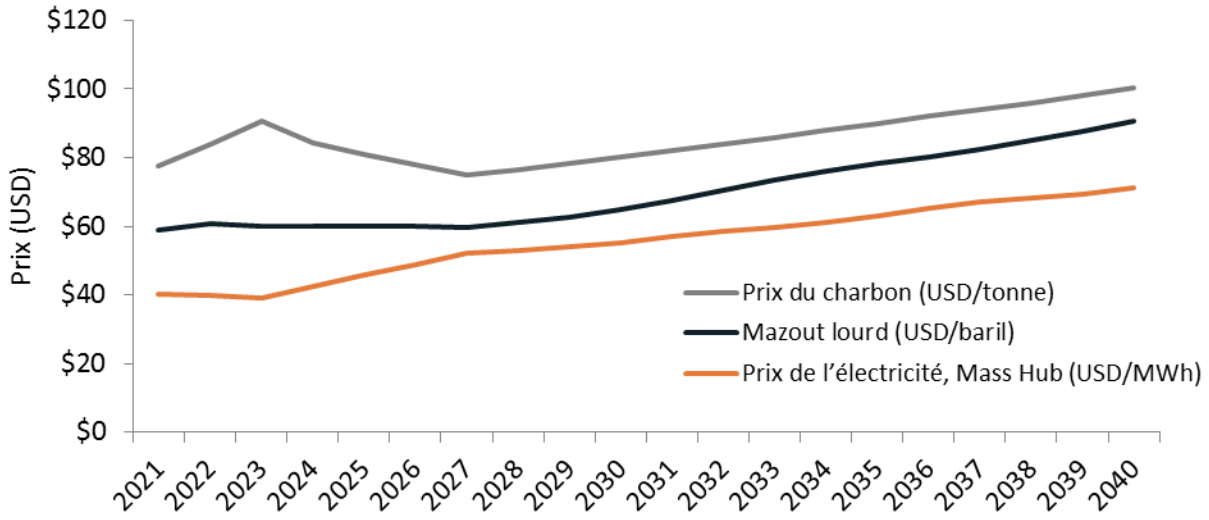
Énergie NB exploite un réseau électrique diversifié l'amenant à dépendre directement de diverses sources de combustible (par exemple, le charbon, le mazout lourd, le mazout léger, le gaz naturel et le nucléaire). Elle est également assujettie aux prix des combustibles de base au titre d'ententes d'achat 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 combinaison de combustibles en question est complétée par une stratégie de couverture globale visant à réduire 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 Plan intégré des ressources, Énergie NB a utilisé une combinaison de prix à terme tirés de son budget de 2021 et de prévisions à long terme élaborées par son consultant en prévision du prix des combustibles, Energy Ventures Associates. Cette prévision du prix des combustibles a également servi à l'élaboration du Plan décennal d'Énergie NB 2021-2030. Les figures 7 et 8 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.

[42] « Cotes de crédit », gouvernement du Nouveau-Brunswick, 19 avril 2020, https://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/finances/investisseurs/content/cotes_credit.html.

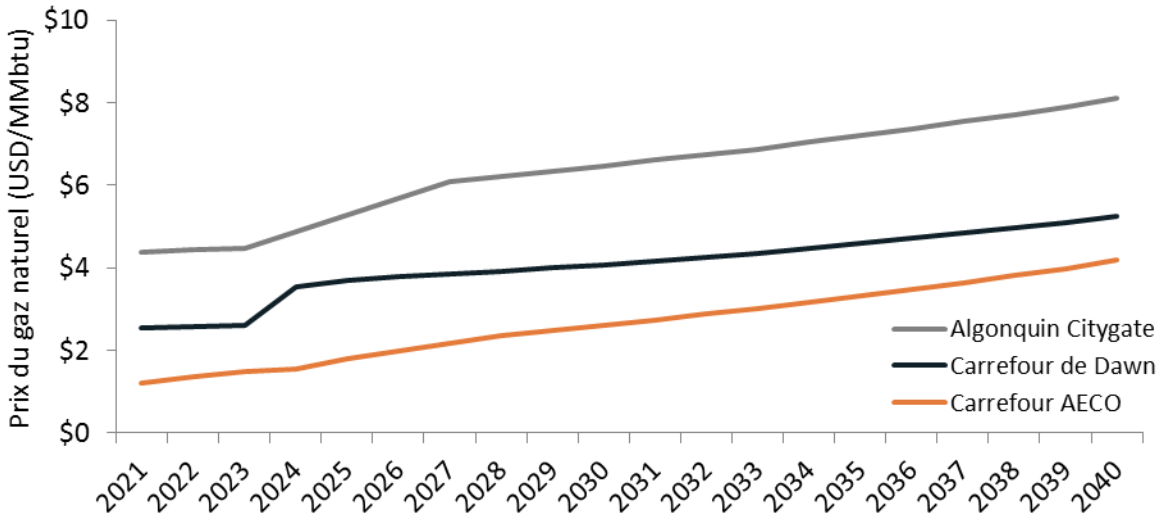
Figure 7 : Prévisions des prix des combustibles et de l'électricité



À long terme, on s'attend à ce que les prix des produits de base reviennent à des niveaux normaux. Une analyse de sensibilité a en outre été menée pour étudier l'incidence sur Énergie NB des changements à court terme issus de la pandémie mondiale de COVID-19 s'ils devaient persister à long terme. Cette analyse se trouve à la section 13.5 (Scénario de la COVID-19).

Les prix du marché de l'électricité présentés à la figure 7 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 toutes les importations ou exportations 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. Le gaz naturel est utilisé par Grandview ainsi que par la centrale électrique de Bayside, récemment acquise.

Figure 8 : Prévisions des prix du gaz naturel pour Algonquin Citygate[43], le carrefour de Dawn[44] et AECO[45]



À long terme, on s'attend à ce que les prix des produits de base reviennent à des niveaux normaux. Une analyse de sensibilité a en outre été menée pour étudier l'incidence sur Énergie NB des changements à court terme issus de la pandémie mondiale de COVID-19 s'ils devaient persister à long terme. Cette analyse se trouve à la section 13.5 (Scénario de la COVID-19).

Les prix du marché de l'électricité présentés à la figure 7 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 toutes les importations ou exportations 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. Le gaz naturel est utilisé par Grandview ainsi que par la centrale électrique de Bayside, récemment acquise.

En mars 2019, Énergie NB a acheté la centrale électrique de Bayside (Bayside). Après avoir ajouté cette centrale à l'ensemble énergétique du Nouveau-Brunswick, la société s'est assuré 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 pôle AECO dans l'Ouest canadien. En tant que centrale alimentée au gaz naturel, Bayside procure des économies de carbone significatives 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 pourrait donc

[43] Algonquin Citygate est une plaque tournante des échanges de gaz naturel située au Massachusetts.
[44] Le carrefour de Dawn est une plaque tournante des échanges de gaz naturel située dans le sud-ouest de l'Ontario.
[45] Le carrefour AECO est une plaque tournante des échanges de gaz naturel située sud de l'Alberta.

jouer un rôle crucial pour prouver la fiabilité de l'électricité et réduire les émissions jusqu'à sa date de mise hors service.

Les hypothèses de tarification du gaz naturel utilisées dans le Plan intégré des ressources 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 au gaz fonctionnent moins souvent et à des périodes irrégulières, c'est pourquoi les achats de gaz sur le marché au comptant au moyen du pôle d'Algonquin Citygate représentent un prix plus approprié pour les besoins du Plan intégré des ressources. Pour chaque source, on suppose que l'offre sera suffisante à long terme et que les prix 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.

Des analyses de sensibilité ont été menées pour évaluer l'effet de la hausse ou de la baisse des prix des combustibles et de l'électricité achetée. Les résultats de ces analyses se trouvent à la section 13 (analyse de sensibilité).

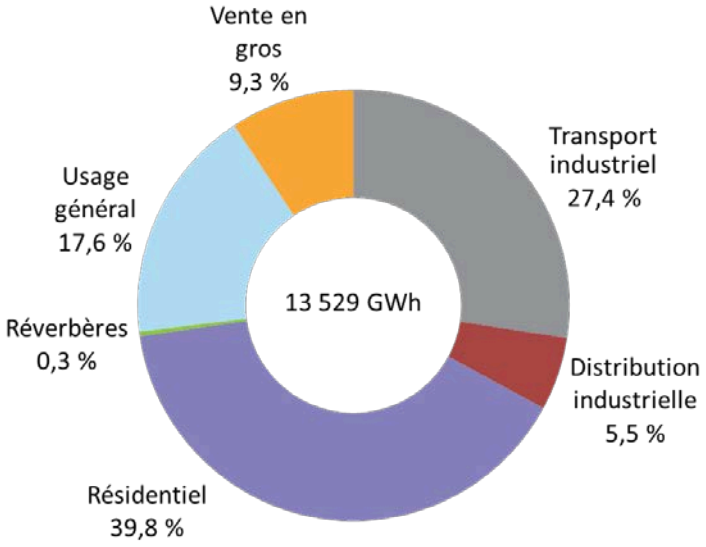
7 Prévision des charges

La prévision des charges est une projection des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick dans l'avenir. Énergie NB produit chaque année une prévision des charges à des fins de budgétisation et de planification pour l'avenir. Le présent Plan intégré des ressources repose sur les prévisions des charges d'Énergie NB pour 2020-2030[46] réalisées durant l'été 2019. 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 (par exemple, les conditions météorologiques ou l'activité économique).

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 9 montre la proportion relative que représentent les ventes d'électricité d'Énergie NB à chacune des six catégories de clients pour l'exercice financier 2019.

Figure 9 : Ventes totales pour 2019



[46] Dossier 458, pièce NBP01.40, annexe S.i. - « Load Forecast 2020-2030 ».

7.1 Usage résidentiel

Les ménages types du Nouveau-Brunswick représentent plus de 96 pour cent du groupe résidentiel. Font également partie de ce groupe les églises et les fermes (moins de 3 pour cent de l'énergie résidentielle totale) ainsi que les clients saisonniers (environ 1 pour cent des besoins énergétiques totaux).

Au cours de l'exercice financier 2019, les clients résidentiels représentaient 44,3 pour cent des ventes totales d'énergie électrique dans la province (39,8 pour cent directement par Énergie NB et 4,5 pour cent 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. Le modèle peut être simplement décrit ainsi :

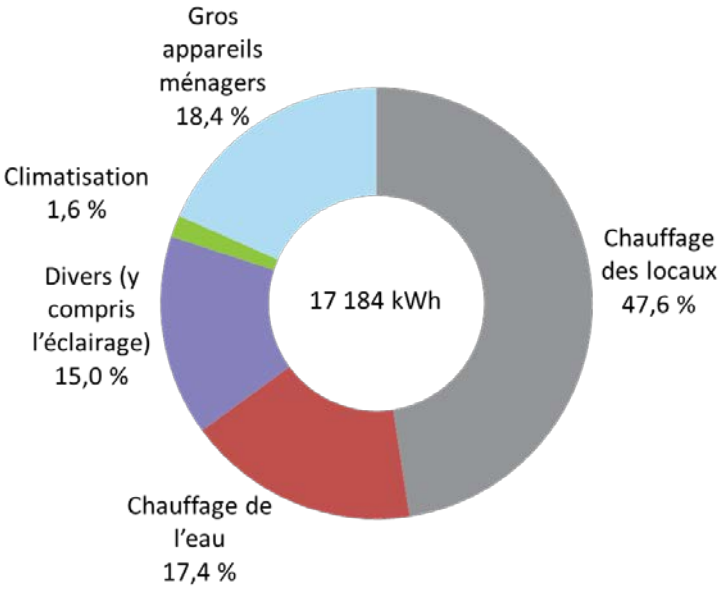
Énergie = clients à l'année • Usage moyen par client

Où :

Usage moyen par client = $\sum$ (Appareil • Usage moyen)

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, refroidissement).

Figure 10 : Usage moyen du client résidentiel en 2019



En 2019, le Nouveau-Brunswick comptait environ 349 000 clients résidentiels à l'année. De ce nombre, 309 000 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 mue par la tendance sociétale à la 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 l'utilisation 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.

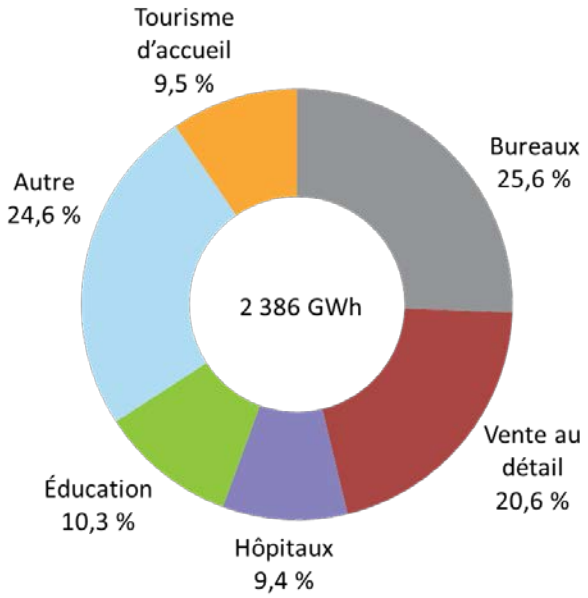
7.2 Usage général

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

En mars 2019, Énergie NB desservait environ 26 600 clients d'usage général, tandis que les services publics de gros du Nouveau-Brunswick en desservaient environ 5 000, pour un total de 31 600.

Au cours de l'exercice financier 2019, les clients d'usage général représentaient 21,7 pour cent des ventes totales d'énergie électrique dans la province (17,6 pour cent directement par Énergie NB et 4,0 pour cent par les services publics de gros). La figure 11 montre le montant des ventes totales d'usage général d'Énergie NB par secteur.

Figure 11 : Ventes d'usage général en 2019



Environ 30 pour cent 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, du prix de l'électricité et du nombre de degrés-jours de chauffage.

7.3 Usage industriel

Les clients industriels du Nouveau-Brunswick représentent environ 33 pour cent de la consommation totale d'énergie dans la province.

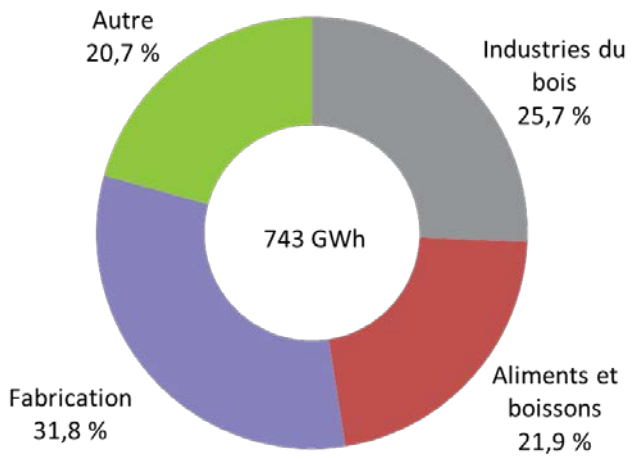
La clientèle industrielle se divise en deux groupes :

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

7.3.1 Distribution industrielle

Énergie NB dessert environ 1 700 clients industriels à des tensions de distribution (moins de 69 kV), tandis que les services publics de gros en desservent environ 70 autres, pour un total de 1 770. Ensemble, ils représentent environ 5,9 pour cent des besoins totaux en énergie électrique de la province.

Figure 12 **: Ventes de distribution industrielle en 2019**

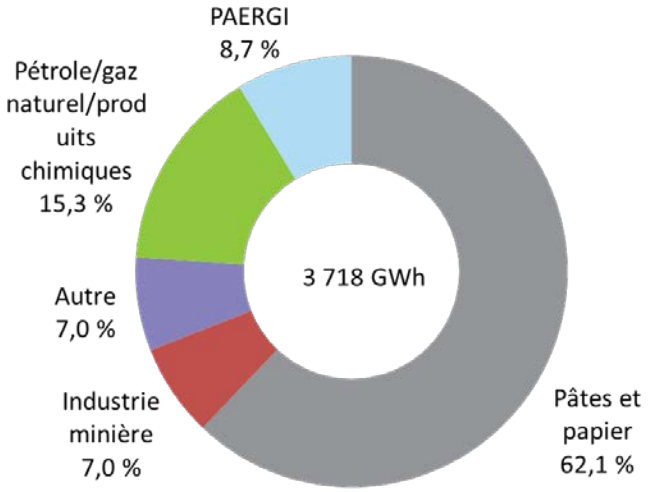


La prévision de la distribution industrielle utilise un modèle économétrique pour associer les fluctuations du niveau des ventes aux fluctuations du PIB provincial.

7.3.2 Transport industriel

Il y a 43 clients industriels desservis à des tensions de transport (69 kV et plus). Ces clients représentent la majorité des ventes du groupe industriel. La figure 13 montre les parts des ventes totales de transport industriel en 2019 pour chacun des principaux groupes d'industries.

Figure 13 : Ventes de transport industriel en 2019



Les prévisions pour ces clients sont établies individuellement et comprennent l'ouverture d'une grande exploitation minière au cours de la période visée.

Dans le cadre du Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie (PAERGI), Énergie NB achète de l'électricité aux grands clients industriels admissibles qui disposent d'installations de production d'électricité renouvelable au Nouveau-Brunswick. Les achats d'énergie renouvelable dans le cadre du PAERGI aident Énergie NB à respecter la norme relative au portefeuille d'énergies renouvelables établie dans le *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité* dont profitent tous les Néo-Brunswickois. Les recettes provenant des sources d'énergie renouvelables admissibles aident ces clients admissibles à réduire leurs coûts nets d'électricité et à accroître leur compétitivité sur le marché mondial. Les ventes au titre du PAERGI diffèrent des ventes habituelles au sens où elles sont produites exclusivement dans des installations appartenant aux clients. L'énergie du PAERGI est produite et consommée simultanément sur place. Elle n'a donc aucune incidence sur les besoins d'Énergie NB en matière de planification de la capacité, les pertes du réseau ou les besoins du réseau de transport. Voilà pourquoi les ventes du PAERGI sont parfois déclarées séparément des autres besoins énergétiques du réseau.

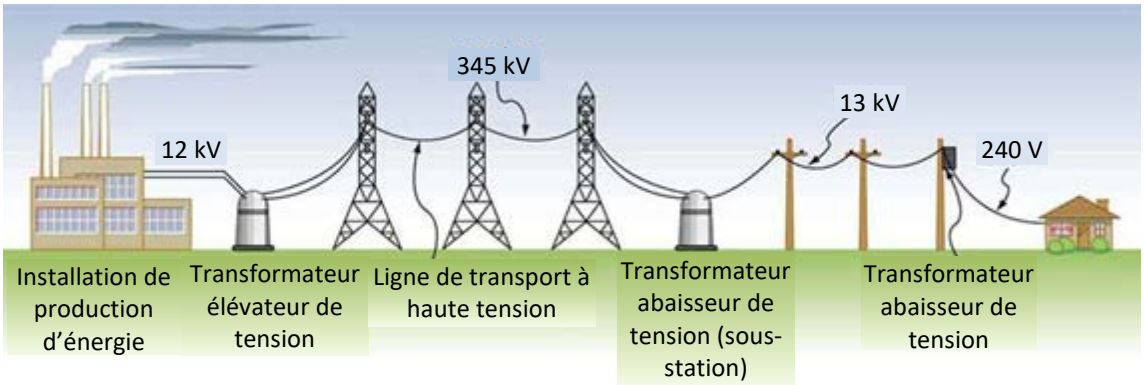
7.4 Pertes du réseau

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

1. transport à haute tension
2. transformation à faible tension
3. 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.

Figure 14 : Comment le courant est acheminé aux résidences



La base des prévisions de pertes d'énergie dans le réseau de transport est le facteur de perte tarifaire[47] par transport de libre accès, actuellement de 3,3 pour cent. 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 4,0 pour cent du total des ventes liées à la distribution pendant la période de prévision. De plus, un facteur de perte de 0,6 pour cent aux transformateurs de sous-station est appliqué à tous les besoins en énergie de distribution, pour un total de 4,6 pour cent.

7.5 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 période d'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. Le chauffage électrique des locaux étant la source de chaleur la plus courante dans les foyers et les entreprises de la province, toute cette charge de chauffage augmente la demande et crée une pointe pendant les mois d'hiver.

La demande de pointe est déterminée par la météo. La pointe du réseau se produit généralement lors de l'une des plus froides journées de l'année. Les charges liées à l'usage résidentiel et à l'usage général sont assujetties aux mêmes conditions météorologiques et atteignent leur

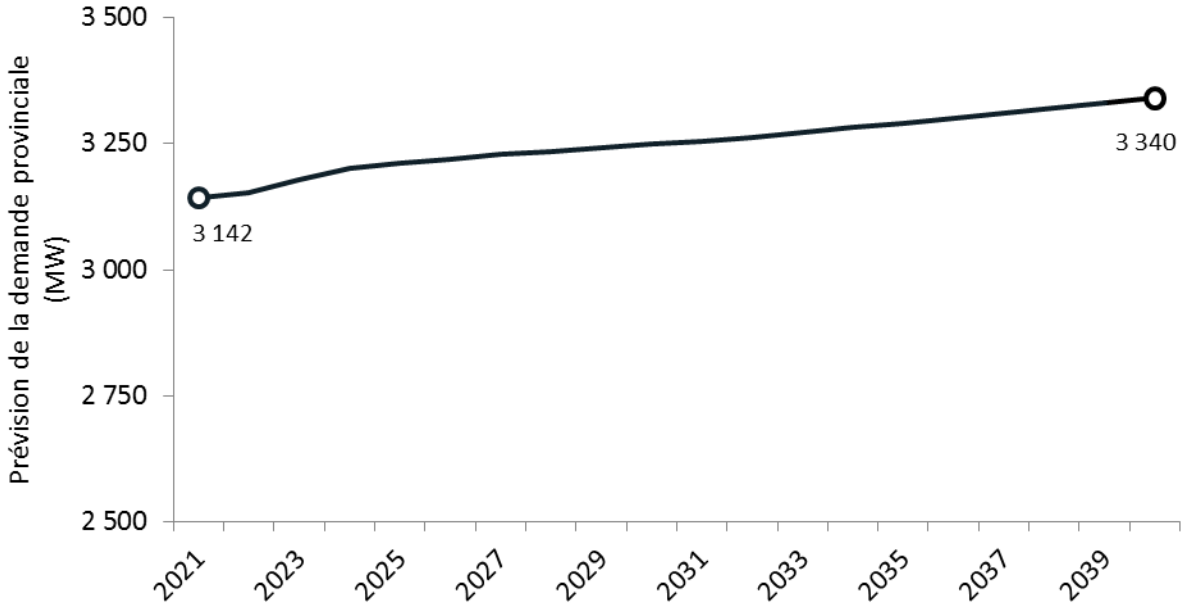
[47] Le tarif d'accès au réseau de transport d'Énergie fournit un facteur de perte réel appliqué à tout le service de transport dans la province et assujetti à l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics.

maximum à peu près au même moment. Les charges de l'usage industriel sont généralement moins touchées par les conditions météorologiques et demeurent relativement stables tout au long de l'année.

7.6 Résultats des prévisions de charge

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 2030, les prévisions sont revues à la hausse par catégorie selon une technique qui repose sur des modèles de régression de séries chronologiques aux fins d'établissement de projections quant à 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 d'efficacité énergétique que les consommateurs devraient mettre en œuvre sans qu'un programme de gestion de la demande soit offert par Énergie NB. Les estimations des programmes d'efficacité énergétique et de réduction de la demande s'inscrivant dans le cadre du plan pour un Nouveau-Brunswick éco-intelligent en vue de réduire et de déplacer la consommation sont exclues des prévisions présentées à la figure 15. C'est ainsi qu'est créé le fondement sur lequel les analyses de l'offre et de la demande seront effectuées.

Figure 15 : Prévision de la demande provinciale



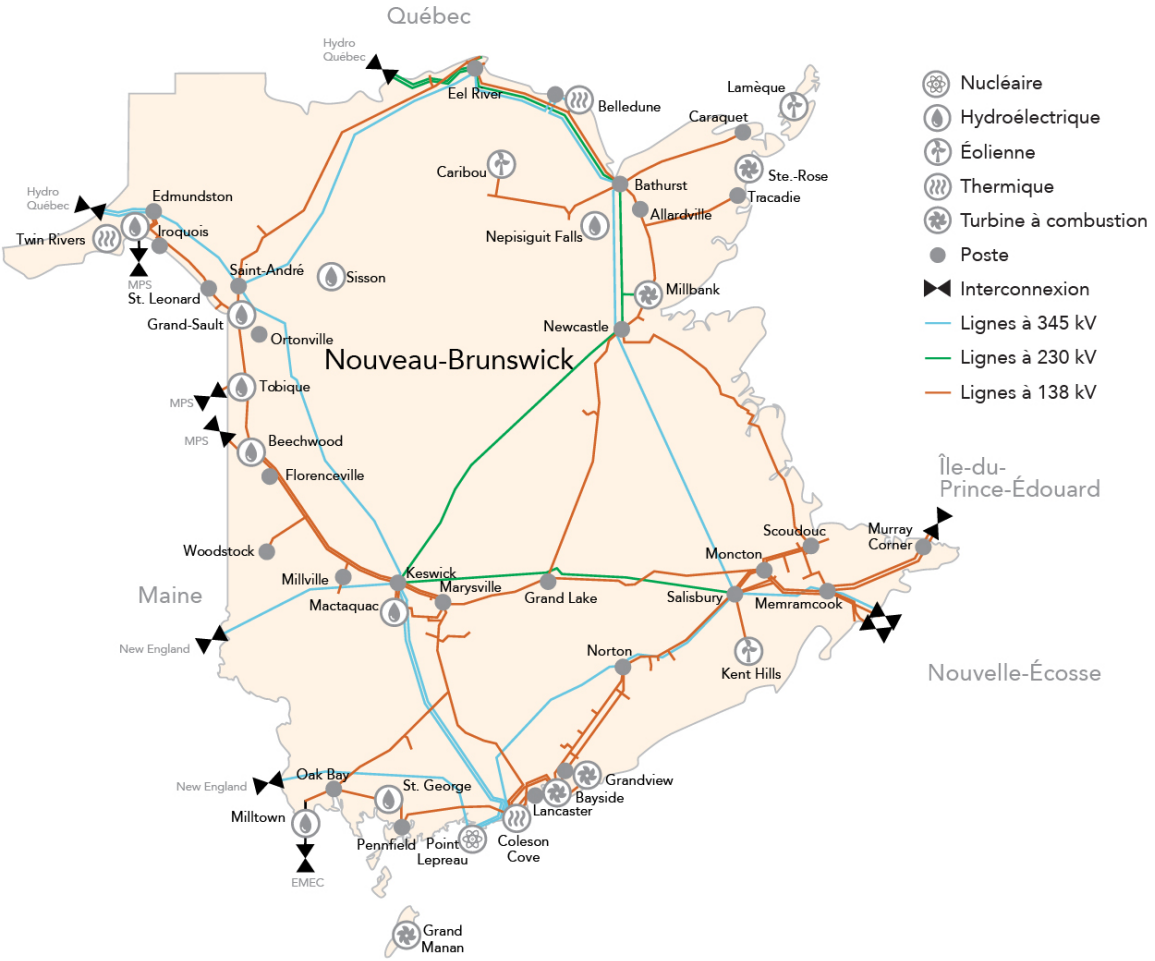
Le taux de croissance moyen de la demande de pointe est de 0,5 pour cent par an. Des données détaillées sur les prévisions de charge figurent à l'annexe 4 (détails des prévisions de la charge).

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, nucléaires, pétrolières, charbonnières, éoliennes, de gaz naturel, de biomasse et solaires. À l'heure actuelle, plus de 40 pour cent des besoins en énergie du Nouveau-Brunswick sont 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 pour cent des besoins des Néo-Brunswickois qui sont satisfaits au moyen de sources décarbonisées.

Figure 16 : Carte du réseau



Aucune nouvelle construction d'installation n'est actuellement annoncée. Énergie NB a cependant conclu des ententes d'achat d'énergie afin d'acquérir davantage d'énergie

renouvelable auprès de projets de production intégrée et d'énergie communautaire qui en sont à diverses étapes de construction. On prévoit que ces projets ajouteront un total combiné de 83 MW aux 409 MW actuellement produits par les installations de production d'énergie renouvelable sous contrat d'Énergie NB, pour un total de 492 MW d'énergie renouvelable produite en vertu d'ententes d'achat d'énergie d'ici 2022, en plus des 889 MW produits par les ressources hydroélectriques appartenant à Énergie NB.

La centrale de Mactaquac est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 668 MW[48] bâtie en 1968. Depuis les années 1980, les parties en béton de la centrale ont été touchées par une réaction chimique appelée « réaction alcali agrégat ». Cette réaction entraîne le gonflement et la fissuration du béton. Un entretien et des réparations annuels importants sont alors nécessaires. Sans améliorations supplémentaires de l'installation, la centrale devrait atteindre la fin de sa vie utile en 2030.

Énergie NB a proposé un projet d'atteinte de vie utile pour l'installation afin de garantir que la centrale puisse fonctionner, à tout le moins, pendant toute sa durée de vie prévue, qui est de 100 ans, soit jusqu'en 2068. Puisqu'il faut attendre l'obtention des approbations environnementales et économiques nécessaires, la construction dans le cadre du Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac débutera en 2027. Pendant l'étape de construction du projet, la centrale de Mactaquac fonctionnera, mais selon une capacité et une disponibilité en énergie réduites (de 668 MW à 556 MW). Hydro-Québec, qui possède une expérience considérable en ingénierie, et dont certaines centrales électriques sont abîmées par des réactions semblables, offrira une expertise au Nouveau-Brunswick dans le cadre ce projet aux termes d'une entente contractuelle.

La centrale thermique de Belledune est la seule installation au charbon dans le réseau diversifié d'Énergie NB. L'installation fonctionne de manière fiable et présente un facteur de capacité élevé en raison du bas prix du combustible utilisé. En décembre 2018, le gouvernement fédéral a annoncé des plans d'abandon graduel des centrales alimentées au charbon d'ici 2030[49]. Des dispositions dans les lois prévoient cependant que les provinces puissent négocier un accord d'équivalence permettant l'utilisation continue du charbon dans la mesure où des réductions d'émissions équivalentes sont atteintes. Le présent Plan intégré des ressources tient pour acquis que les gouvernements provincial et fédéral concluront un accord d'équivalence qui permettra

[48] Toutes les installations de production hydroélectrique d'Énergie NB sont des installations au fil de l'eau. Ces dernières dépendent du débit naturel de l'eau pour produire de l'électricité, et ne peuvent stocker de volumes d'eau importants. Certaines installations au fil de l'eau pourraient avoir une petite capacité de stockage aux fins d'utilisation dans la journée, comme c'est le cas pour le bassin d'amont de Mactaquac.

[49] « L'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon au Canada franchit une autre étape importante », gouvernement du Canada, 12 décembre 2018, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2018/12/lelimination-progressive-de-la-production-delectricite-a-partir-du-charbon-au-canada-franchit-une-autre-etape-importante.html.

que la centrale poursuive ses activités jusqu'à la fin de sa vie utile, soit en décembre 2040. Pour plus de détails, consulter la section 4.3 (*Règlements sur les émissions de gaz à effet de serre*).

La capacité de production nette actuelle et le portefeuille d'entente d'achat d'énergie d'Énergie NB, de même que diverses autres données concernant le réseau, sont présentés au tableau 5.

Tableau 4 : Capacité de production d'Énergie NB et autres données (31 mars 2020)

Capacité de production thermique	
Coleson Cove	972 MW
Belledune	467 MW
Bayside	277 MW
Total – Thermique	1 716 MW

Capacité de production hydroélectrique	
Mactaquac	668 MW
Beechwood	112 MW
Grand-Sault	66 MW
Tobique	20 MW
Chutes Nepisiguit	11 MW
Sisson	9 MW
Milltown	3 MW
Total – Hydroélectrique	889 MW

Capacité de production nucléaire	
Point Lepreau	660 MW

Capacité de production des turbines à combustion	
Millbank	397 MW
Ste. Rose	99 MW
Grand Manan	29 MW
Total – Turbines à combustion	525 MW

Capacité de production totale	
Énergie thermique	1 716 MW
Énergie hydroélectrique	889 MW
Énergie nucléaire	660 MW
Turbines à combustion	525 MW
Capacité de production totale	3 790 MW

Ententes d'achat d'énergie (EAE)	
Kent Hills (énergie éolienne)	167 MW
Mont Caribou (énergie éolienne)	99 MW
Lamèque (énergie éolienne)	45 MW
Wisokolamson Energy (énergie éolienne)	18 MW
Grandview (gaz naturel)	95 MW
Twin Rivers (énergie de la biomasse)	39 MW
Irving Pulp & Paper (énergie de la biomasse)	33 MW
AV Nackawic (énergie de la biomasse)	26 MW
AV Cell (énergie de la biomasse)	21 MW
St. George (énergie hydroélectrique)	15 MW
Edmundston (énergie hydroélectrique)	9 MW
Autres sources d'énergie renouvelable	21 MW
Total – Ententes d'achat d'énergie	588 MW

Nombre de lignes	
Lignes de distribution	21 358 km
Lignes de transport	6 905 km

Exportation et importation	
Capacité d'exportation	2 538 MW
Capacité d'importation	2 448 MW

Nombre de clients	
Clients directs	362 513
Clients indirects	47 381
Nombre total de clients	409 894

La diversité des installations de production devrait permettre de répondre aux besoins en électricité du Nouveau-Brunswick durant 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, pour exporter l'excédent d'énergie et pour améliorer la fiabilité du réseau.

Pour les besoins 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. Dans les faits, les fermetures d'installation dépendent de l'évaluation technique et économique que l'on en fait lorsqu'elles approchent de leur fin de vie utile. Dans le présent Plan intégré des ressources, 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. 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 fin de la vie utile des centrales sont présentées ci-après. Des analyses sur la prolongation de la durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose peuvent être consultées à la section 12 (Analyses et résultats).

Tableau 6 : Calendrier de fermetures

Ressource	Source	Capacité (en MW)	Fin de vie (exercice financier)
Milltown	Énergie hydroélectrique	3	2021
Grandview	Gaz naturel	95	2025
Grand Manan	Diesel	26	2026
Bayside	Gaz naturel	277	2027
Millbank	Diesel	397	2031
Sainte-Rose	Diesel	99	2031
Point Lepreau	Uranium	660	2040
Belledune	Charbon	467	2041
Coleson Cove	Pétrole	972	2041

À l'exception de la centrale de Milltown, on présume 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 réduits, si les ressources concernées sont techniquement en mesure de produire de l'électricité de manière fiable.

8.1.1 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 unité de production. Cela permet aux Néo-Brunswickois de compenser leur consommation d'énergie. Pour être admissible au programme, les exigences détaillées dans le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables* du gouvernement du Nouveau-Brunswick doivent être respectées.

8.1.2 Production intégrée

Le programme de production intégrée permet aux promoteurs et aux producteurs d'électricité indépendants de brancher leur unité 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. Dans le cadre de ce programme, Énergie NB prévoit une production supplémentaire de 20 MW qui sera ajoutée au réseau d'ici 2022.

8.1.3 Projets d'énergie communautaire

Le programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle a été établi en 2015 en vertu du *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables*[50]. Il permet aux communautés des Premières Nations et à des entités locales de produire jusqu'à 40 MW d'énergie renouvelable qui sont ajoutés au réseau d'Énergie NB. Le programme a déjà mené à l'ajout ou ajout prévu à ce dernier de 78 MW d'énergie renouvelable.

8.2 Transport et interconnexions

Le réseau de transport d'Énergie NB est composé de 6 900 km de lignes de transport de 345 kV, 230 kV, 138 kV et 69 kV, 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 systèmes distributeurs 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 système maximale 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

[50] « Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – *Loi sur l'électricité* », *Règlement du Nouveau-Brunswick 2015-60* pris en vertu de la *Loi sur l'électricité* (D.C. 2015-263), gouvernement du Nouveau-Brunswick, déposé le 12 novembre 2015, https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/ag-pg/PDF/RegulationsReglements/2015/2015-60.pdf.

d'assurer un service ouvert, équitable et fiable. Ces lignes soutiennent également le réseau en contribuant directement ou indirectement à la réserve de puissance, ce qui permet de réduire les coûts pour les Néo-Brunswickois puisqu'ainsi, 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

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 l'heure actuelle, la capacité de transport est suffisante pour répondre aux exigences de charge dans la province et à celles de la clientèle. Énergie NB est cependant consciente de l'émergence possible de contraintes de transport dans certaines régions du Nouveau-Brunswick et elle envisage des solutions pour régler ces problèmes. Parmi ces solutions, citons notamment :

- l'ajout d'infrastructures de transport
- des réductions ciblées de la demande (technologie de réseau intelligent/programmes de gestion axée sur la demande [GAD])
- le positionnement stratégique de toute nouvelle unité de production.

Il existe également des occasions d'augmenter la capacité de transport entre le Nouveau-Brunswick et 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 d'énergie propre au Canada atlantique*[51] du gouvernement fédéral, visant 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. De plus, Énergie NB a récemment conclu avec Hydro-Québec une entente qui permettra aux deux services publics d'envisager la construction de nouvelles interconnexions entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.

[51] « 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.

Un survol des principales mises à niveau prévues de l'infrastructure de transport au cours des dix prochaines années est offert sur le site Web d'Énergie NB, sous la section « Transport et Exploitation de réseau »[52].

Au cours des vingt prochaines années ainsi que par la suite, la source de production des centrales ainsi que leur emplacement pourraient bien changer, changements susceptibles de nécessiter de nouvelles infrastructures de transport. Les projets de transport précis dépassent la portée du Plan intégré des ressources, mais les résultats du plan aideront à orienter les projets de transport futurs.

[52] « Plan du système de transport de 10 ans », Énergie NB, novembre 2018, https://tso.nbpower.com/Public/fr/op/market/data.aspx.

9 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[53].

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[54] a révélé une perte de charge prévue de 0,01 jour par année. Ce taux se situe en deçà du point de référence en matière de fiabilité établi par le Northeast Power Coordinating Council. La même étude indique que le critère de réserve minimale pour la région des Maritimes est de 20 pour cent, ce qui signifie que la capacité des ressources de production doit dépasser la demande de pointe ferme maximale d'au moins 20 pour cent afin que la production disponible soit suffisante pour répondre aux besoins de puissance de réserve. Le Plan intégré des ressources se sert de cette marge de réserve de 20 pour cent pour planifier la capacité de production.

9.1 Ressources intermittentes

Énergie NB a fait l'acquisition de 329 MW d'énergie éolienne et prévoit l'ajout au réseau de 80 MW supplémentaires en 2022. L'énergie éolienne représente une ressource précieuse puisqu'elle aide Énergie NB à respecter la Norme de portefeuille renouvelable, qui exige 40 pour cent d'énergie renouvelable. L'énergie éolienne est aussi une ressource intermittente; la production varie, généralement imprévisible.

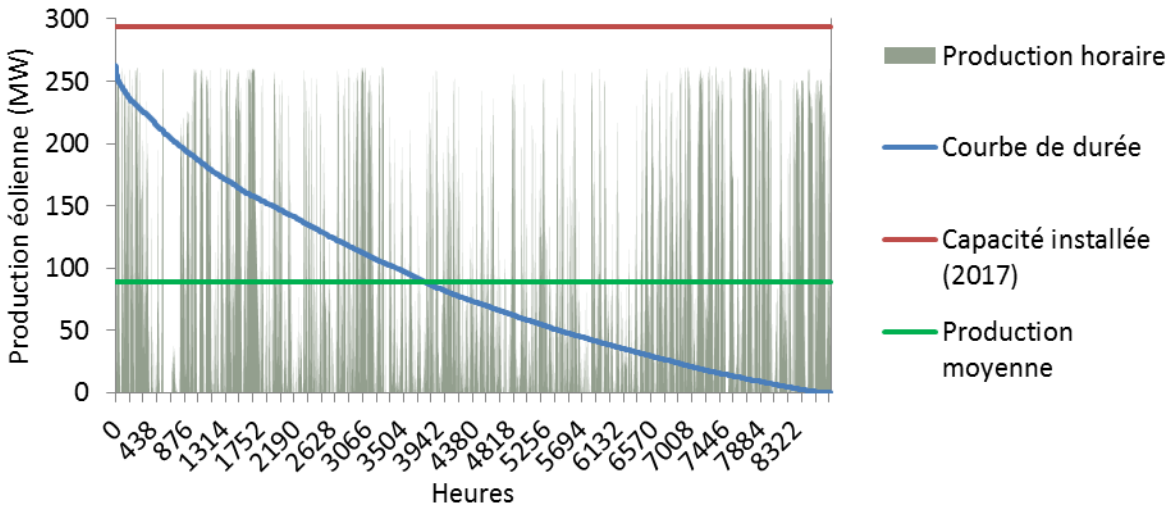
La figure 17 montre qu'en 2017, les trois principaux parcs éoliens du Nouveau-Brunswick, dont la capacité totale s'élevait à 294 MW, ont fonctionné à moins d'un tiers de leur capacité pendant plus de la moitié des heures de l'année. Pendant ces mêmes heures, ils ont aussi produit moins d'un quart du total de leur production d'énergie éolienne annuelle. La capacité éolienne installée de 294 MW entraîne la nécessité d'augmenter la moyenne quotidienne à 251 MW. Voilà qui illustre bien les difficultés liées à l'équilibre des ressources intermittentes comme l'énergie

[53] « Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System », Northeast Power Coordinating Council, Inc., révisé le 5 mars 2020, https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory1_Design%20and%20Oper_20200305.pdf.

[54] 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.

éolienne ou l'énergie solaire. De plus, toute unité 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 puisque ces unités ne peuvent être arrêtées ni remises en marche chaque jour.

Figure 16 : Courbe de durée de la production éolienne en 2017



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 peuvent être réduites pour ces périodes de faible charge (p. ex. la centrale de Point Lepreau [660 MW], la partie au fil de l'eau du réseau hydroélectrique [100-150 MW[55]] et les autres contrats d'énergie à tirage obligatoire [587 MW], pour un total de 1 347-1 397 MW). Énergie NB doit tenir compte de ces conditions de faible charge au moment d'examiner les coûts et les avantages liés à l'ajout de ressources supplémentaires intermittentes, par exemple des ressources éoliennes.

9.2 Ressources intermittentes – 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, généralement imprévisible. Ressources intermittentes s'entend des ressources dont la production fluctue en fonction des conditions météorologiques, échappant

[55] 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.

donc au contrôle des services publics. Elles produisent de l'électricité lorsque le vent souffle ou que le soleil brille, indépendamment des besoins du réseau. Dans le cas des centrales à combustible fossile, un taux d'arrêt forcé de 5 pour cent serait considéré comme normal. Cela signifie que, pendant 5 pour cent des heures dans l'année, la centrale ne serait pas en mesure de fournir l'intégralité de sa production d'énergie afin de répondre à la demande. 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 intermittentes (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 à la suffisance des ressources et se traduit par une diminution des avantages liés à une pénétration importante.

Le Plan intégré des ressources comprend une analyse qui compare la contribution des technologies intermittentes à celle des options distribuables. Cette analyse repose sur une simulation du réseau du Nouveau-Brunswick, d'abord en tenant compte des 391 MW de capacité éolienne installée (la somme de la capacité installée actuelle et du programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle) et en déterminant la valeur de la perte de charge prévue. La simulation est ensuite répétée après retrait de la capacité éolienne, en tenant compte des ressources de production distribuables et d'un taux d'arrêt forcé de 5 pour cent. L'analyse révèle qu'une ressource distribuable de 93 MW engendrerait une perte de charge prévue équivalente. Autrement dit, une capacité éolienne installée de 391 MW a une incidence équivalente, en matière de perte de charge prévue, à celle d'une ressource distribuable de 93 MW. La deuxième étape de l'analyse suppose une pénétration accrue de la production d'énergie éolienne. On a d'abord intégré à la simulation 400 MW supplémentaires (au total, 791 MW) de capacité éolienne installée, puis procédé une nouvelle fois à la simulation sans les intégrer. Il est apparu que les 400 MW supplémentaires de capacité éolienne installée avaient une incidence équivalente à celle de 49 MW de production distribuable.

Tableau 5 **: Diminution du crédit de capacité prévu de l'énergie éolienne**

Capacité éolienne installée au N.-B. (en MW)	Capacité prévue (en MW)	Crédit de capacité moyen prévu
391	93,0	24 %
+ 400	+ 49,0	12 %

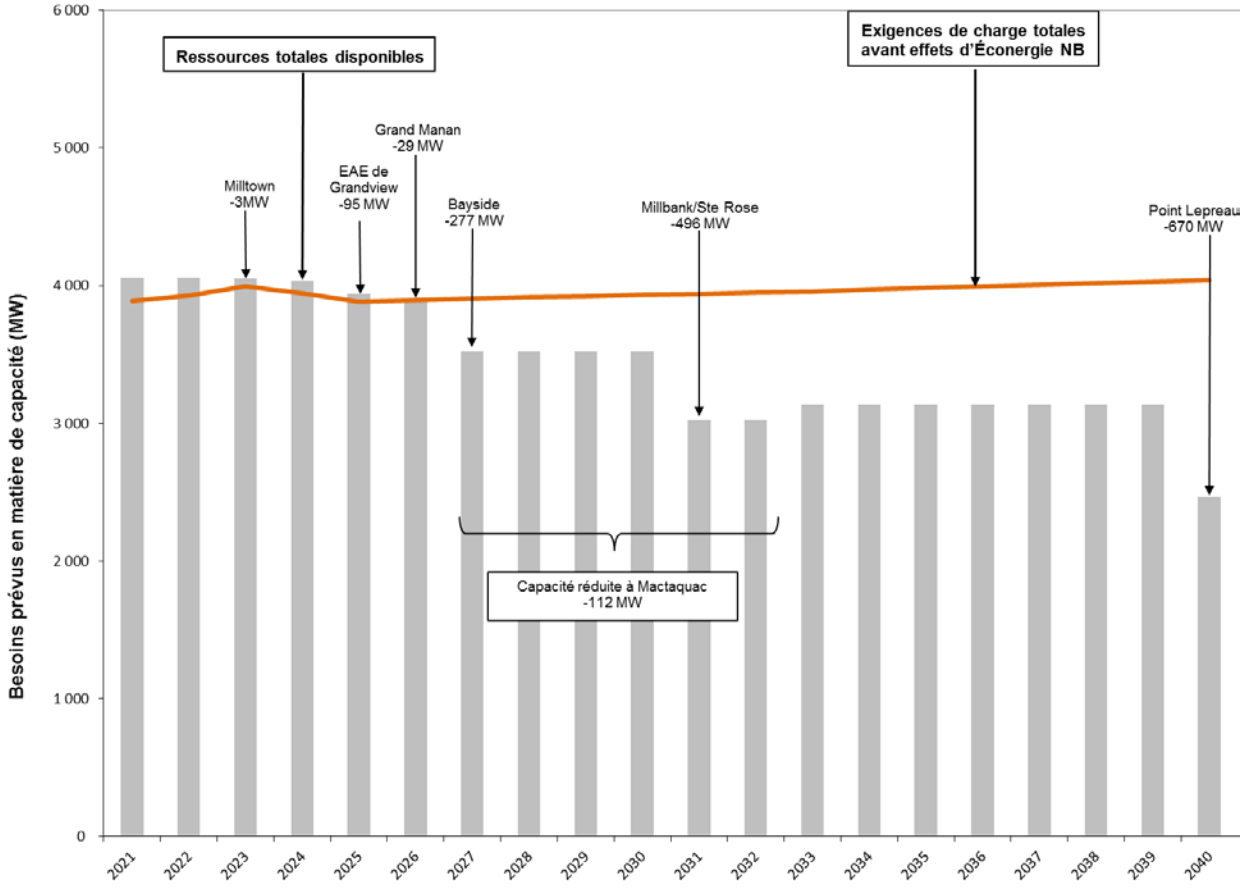
Bien que l'énergie éolienne constitue une excellente source d'énergie à faible coût, l'analyse montre que la production d'énergie éolienne n'est pas une bonne source de capacité. À mesure qu'on en fait l'ajout au réseau, sa valeur dans le cadre de la planification de la capacité diminue.

9.3 Équilibre entre l'offre et la demande

Le diagramme présenté à la figure 18 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[56] ainsi qu'à la croissance prévue.

En matière de rentabilité des programmes de gestion axée sur la demande et des options d'approvisionnement, l'examen de l'offre et de la demande constitue le fondement du Plan intégré des ressources. Les réductions énergétiques et de gestion axée sur la demande découlant d'initiatives futures du plan Éconergie NB sont exclues de cette évaluation.

Figure 17 : Examen de l'offre et de la demande



Selon cet examen, un accroissement de la capacité sera à prévoir vers 2027. C'est à ce moment que deux centrales d'Énergie NB (Grand Manan et Bayside) fermeront leurs portes, fermetures précédées par la fin d'une entente d'achat d'énergie avec Grandview et la fermeture prévue de

[56] Énergie NB doit fournir une capacité de réserve équivalant à 20 % de sa charge ferme.

cette centrale également. Selon les prévisions du Plan intégré des ressources pour les 20 prochaines années, Énergie NB se trouvera alors privée de plus d'un tiers (environ 1 560 MW) de sa capacité de production générale.

Le présent Plan intégré des ressources tient pour acquis que le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac sera achevé en 2033. Si le projet est approuvé et qu'il obtient les autorisations nécessaires (voir la section 8.1, Ressources de production), une seule unité de production (environ 112 MW) à la fois sera disponible. À la fin du projet, en 2033, toutes les unités seront entièrement disponibles. Les autres installations hydroélectriques existantes devraient être remplacées à l'identique.

La centrale nucléaire de Point Lepreau comble environ 35 pour cent des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick. Alimentée à l'énergie nucléaire, elle aide Énergie NB à répondre à 75 pour cent de la demande d'énergie au moyen de sources décarbonisées ou renouvelables. Dans le but de garantir qu'Énergie NB puisse continuer à atteindre les cibles de production d'énergie futures à partir de sources décarbonisées et à répondre aux exigences de base futures, la capacité de la centrale de Point Lepreau et l'énergie qu'elle procure seront remplacées à l'identique après sa date de fermeture prévue. Au cours des 20 prochaines années, de nouvelles options contribuant au maintien de cette énergie décarbonisée pourraient faire leur apparition. L'une de ces options est la technologie des petits réacteurs modulaires (consulter la section 10.4, Petits réacteurs modulaires, pour obtenir plus de détails). Puisque le Plan intégré des ressources est mis à jour tous les trois ans, Énergie NB continuera à évaluer l'ensemble des options disponibles.

S'il est vrai que l'évaluation de l'offre et de la demande laisse entrevoir un déficit de production à partir de 2027, elle prévoit aussi une courte période d'excédent de capacité durant la période de transition s'étalant de 2021 à 2026. Énergie NB se trouverait du fait en une bonne position pour possiblement vendre ce léger excédent de capacité aux réseaux avoisinants, ce qui procurerait une valeur ajoutée aux Néo-Brunswickois tout en aidant à éliminer la nécessité d'augmenter les tarifs d'électricité.

Dans le cadre du processus de Plan intégré des ressources, Énergie NB examinera l'éventuelle prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside, ainsi que la prolongation possible de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose.

10 Ressources d'approvisionnement

10.1 Options d'approvisionnement

Le Plan intégré des ressources examine des options d'approvisionnement dont la taille, les sources de combustible 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 distribution). Le tableau 8 résume les options d'approvisionnement disponibles et indique si l'option est renouvelable ou décarbonisée. Il comprend également les caractéristiques de distribution de chaque option (p. ex. intermittente, de pointe, en suivi de charge et à charge minimale).

Tableau 6 : Options d'approvisionnement

	Option d'approvisionnement	Renouvelable ou décarbonisée	Intermittente	Distribuable	Caractéristiques	À charge minimale
				De pointe	En suivi de charge	
Options d'approvisionnement traditionnelles	Énergie supplémentaire de la centrale de Grand-Sault	Oui			Oui	
	Achat d'énergie ou de capacité par interconnexion	Oui/Non			Oui	Oui
	Turbine à gaz à cycle simple – rendement élevé			Oui		
	Turbine à gaz à cycle simple – rendement moyen			Oui		
	Petite turbine à gaz à cycle simple – Diesel			Oui		
	Grande centrale à cycle combiné				Oui	Oui
	Petite centrale à cycle combiné				Oui	Oui
	Microturbine			Oui		
	Grande centrale nucléaire	Oui				Oui
Autres options d'approvisionnement	Piles à combustible au gaz naturel					Oui
	Centrales de production combinée de chaleur et d'électricité – biomasse	Oui			Oui	Oui
	Combustion de biomasse en lit fluidisé bouillonnant	Oui			Oui	Oui
	Déchets urbains solides	Oui			Oui	Oui
	Énergie géothermique	Oui				Oui
	Petit réacteur modulaire	Oui			Oui	Oui
	Petite centrale éolienne	Oui	Oui			
	Grande centrale éolienne	Oui	Oui			
	Très petite centrale photovoltaïque – Structure immobile inclinée	Oui	Oui			
	Petite centrale photovoltaïque – Structure immobile inclinée	Oui	Oui			

	Grande centrale photovoltaïque – Structure immobile inclinée	**Oui**	**Oui**		
	Grande centrale photovoltaïque – Suiveur uniaxial	**Oui**	**Oui**		
	Petite centrale hydroélectrique	**Oui**			**Oui**
	Énergie houlomotrice	**Oui**	**Oui**		
	Énergie marémotrice	**Oui**	**Oui**		
Options de stockage	Système de stockage d'énergie par batteries au lithium-ion			**Oui**	
	Système de stockage d'énergie par batteries rédox			**Oui**	
	Accumulation d'air comprimé			**Oui**	
	Accumulation par pompage			**Oui**	

Les caractéristiques de distribution représentent une considération importante, puisque ce ne sont pas toutes les options d'approvisionnement qui ont une capacité de réponse équivalente à la demande du réseau électrique du Nouveau-Brunswick. 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 distribuable (fiable et prévisible), soit comme intermittente (non fiable et imprévisible). La production des options d'approvisionnement distribuables peut être augmentée ou diminuée et peut être ajustée pour répondre aux besoins du réseau électrique. La production intermittente, quant à elle, ne peut être maîtrisée de cette façon.

Parmi les exemples d'options intermittentes figureraient notamment des sources d'approvisionnement intermittentes comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. 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. 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. Pour rendre ces options viables, il faut les combiner avec des sources distribuables, des programmes de gestion axée sur la demande ou des systèmes de stockage d'énergie afin de répondre à la demande.

À l'heure actuelle, les programmes de gestion axée sur la demande et les systèmes de stockage d'énergie n'en sont pas au point où ils permettraient d'équilibrer, de façon fiable et économique, des volumes importants de ressources intermittentes. Au cours des prochaines années, des

nouveaux développements offrant d'autres possibilités d'équilibrage des ressources intermittentes pourraient émerger. Par exemple, tandis que le réseau intelligent du Nouveau-Brunswick prend de l'expansion, d'autres programmes de réponse à la demande et d'autres solutions de stockage devraient en venir à constituer des solutions de rechange viables. D'ici là, à mesure que des sources intermittentes sont ajoutées au réseau, des options d'approvisionnement en mesure de fournir des services de pointe et en suivi de charge s'avèreront nécessaires afin d'équilibrer la production variable en fonction de la demande d'électricité.

Pendant les journées les plus froides de l'hiver, le Nouveau-Brunswick connaît des périodes de grande consommation d'énergie (pointes), puisque les Néo-Brunswickois se tournent vers les systèmes de chauffage électrique pour assurer le confort de leur maison et de leur entreprise. Les options d'approvisionnement de pointe sont fiables, et ce sont les sources d'approvisionnement distribuables qui fonctionnent pendant ces périodes. Elles peuvent rapidement être mises sous tension et hors tension et réagissent au quart de tour aux changements dans les besoins du réseau. Elles assurent également une production d'appoint ou de réserve fiable au réseau électrique. Par exemple, si une centrale fonctionnant à charge minimale doit être mise hors tension sans préavis, les options d'approvisionnement de pointe peuvent rapidement être mises en marche afin de remplacer la centrale hors service sans que les clients soient touchés. Puisqu'elles peuvent réagir rapidement aux changements dans la demande, elles sont en mesure d'équilibrer la charge et les ressources intermittentes. Par contre, les coûts de production des centrales de pointe sont élevés, étant donné qu'elles sont des sources d'énergie intrinsèquement moins efficientes.

Les options d'approvisionnement en suivi de charge sont des ressources de production distribuables. Leur production est souple. Elle peut être ajustée à tout moment durant la journée afin de répondre à la demande. Ces options permettent d'équilibrer les changements dans la charge ou les ressources intermittentes comme l'énergie éolienne. Elles ne sont pas en mesure de répondre aussi rapidement aux changements dans la demande que les options de production de pointe, mais elles sont plus rentables que les options d'approvisionnement de pointe; elles permettent donc de fournir de l'énergie à un coût moyen inférieur.

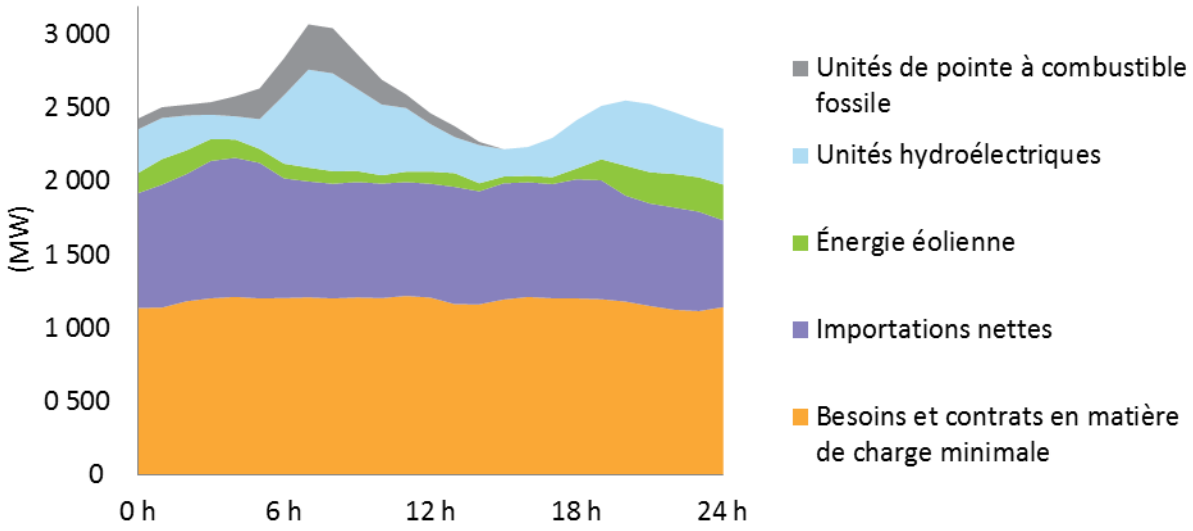
Les options d'approvisionnement à charge minimale sont des sources de production fiables et constantes qui répondent au degré minimal de demande d'électricité. Les centrales à charge minimale sont généralement très rentables et présentent les coûts d'approvisionnement en énergie les moins élevés.

La façon dont une centrale est utilisée dépend grandement de son efficience, de sa fiabilité et de sa prévisibilité pour ce qui est de répondre à la demande. Il existe plusieurs situations où des unités de pointe comme celle de Coleson Cove doivent fonctionner pendant des périodes plus

longues. De même, les unités à charge minimale comme celle de Belledune peuvent fonctionner en suivi de charge lorsqu'il y a diminution de la demande.

Le graphique suivant 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 18 : 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. La production d'énergie thermique et hydroélectrique de pointe augmente alors afin de contrebalancer la diminution de production des ressources intermittentes et de 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 la centrale de Point Lepreau, la centrale de Belledune et les importations d'énergie. Une deuxième période de pointe 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 éoliennes intermittentes et les importations d'énergie diminuent. Pendant les heures de la nuit, tandis que les Néo-Brunswickois dorment, la charge chute naturellement et 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.

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 embauché un consultant, Hatch Ltd., afin d'obtenir les paramètres de projets et de coûts d'exploitation pour chacune des options d'approvisionnement indiquées au tableau 8 (Options d'approvisionnement) et les données sur Énergie NB. Un sommaire des paramètres de projets et de coûts d'exploitation pour chacune des options est présenté à l'annexe 3 (Paramètres de projets et de coûts d'exploitation).

Afin de soutenir le principe de gestion des risques du Plan intégré des ressources, les activités commerciales liées à bon nombre des options d'approvisionnement examinées aux présentes sont diversifiées. Les estimations de coûts et les caractéristiques de fonctionnement générales présentées concernent les options au stade précommercial. Ces estimations reposent sur les renseignements et l'expérience actuels. Aucune disposition n'a été prise pour prédire quelles nouvelles options feront leur apparition ni à combien s'élèverait la réduction des coûts qui en découlerait. Toutefois, étant donné que le Plan intégré des ressources est mis à jour tous les trois ans, tous les nouveaux renseignements disponibles au moment de la mise à jour seront inclus dans chacune des versions subséquentes.

Les coûts d'immobilisations se fondent sur les données internes du consultant 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 2020.

Les estimations 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 n'étaient pas compris dans les estimations du consultant d'Énergie NB. L'effet de la tarification du carbone a été analysé séparément lors de la préparation d'estimations du coût moyen actualisé de l'énergie et de la modélisation détaillée des coûts de production.

Les coûts d'immobilisations fournis par le consultant d'Énergie NB ont été exprimés sous forme de coûts de base[57]. Énergie NB a inclus un taux d'intérêt de 5,25 pour cent s'appliquant pendant la construction, comme c'est le cas pour les projets à financement public. On a également tenu

[57] Les coûts de base ne comprennent pas les intérêts lors de la construction ni l'indexation.

compte de la hausse des coûts pour les projets d'immobilisation qui utilisaient l'indice des prix à la construction des installations électriques, la projection étant de 3,2 pour cent par année pour les nouveaux projets hydroélectriques et de 3,6 pour cent par année pour toutes les autres sources d'approvisionnement. Pour tous les autres coûts, y compris les frais de fonctionnement et d'entretien (F et E) et d'administration, la projection consiste en une hausse de 2 pour cent par année selon les prévisions de l'indice des prix à la consommation. Les estimations des coûts d'immobilisations ne comprenaient pas le transport et l'interconnexion ni les coûts de modernisation, puisque ces coûts sont propres à chaque emplacement. Énergie NB a inclus 8 pour cent supplémentaires pour les coûts indirects, les coûts de propriété et les coûts de transport qui n'avaient pas été pris en compte dans l'estimation initiale du projet, selon les hypothèses de planification d'autres projets majeurs. Voir la section 5 (Hypothèses économiques) pour plus de détails.

La description de l'exploitation de chaque centrale et des modes d'exploitation typiques cadre avec les estimations des frais de fonctionnement et d'entretien (F et E) 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 de fonctionnement 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 fournies par les consultants en prévision du prix des combustibles d'Énergie NB.

10.3 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 système de distribution et se trouvent près de la charge servie. À l'heure actuelle, certains programmes d'Énergie NB s'inscrivent dans cette catégorie. Au fil de l'évolution du réseau intelligent, de nouvelles occasions se présenteront pour intégrer les technologies de ressources énergétiques décentralisées au système de distribution. Voir la section 11 (Éconergie NB) pour plus de détails sur les ressources énergétiques décentralisées.

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 et le rendre plus intelligent. Le service public continue d'étudier des modèles opérationnels durables de production appartenant aux clients

afin d'appuyer ces objectifs. Aux fins du Plan intégré des ressources, on a mené deux analyses de sensibilité pour la forte pénétration de deux technologies représentatives, soit les véhicules électriques et l'énergie solaire photovoltaïque appartenant aux clients.

10.4 Petits réacteurs modulaires

Alors qu'Énergie NB trace l'avenir durable de l'énergie décarbonisée du Nouveau-Brunswick, le service public étudie le rôle éventuel des petits réacteurs modulaires avancés et fondamentalement sécuritaires. En plus de la planification de l'approvisionnement, l'énergie nucléaire décarbonisée peut aider à satisfaire les normes d'émissions en constante évolution. Les avantages éventuels du marché émergent des petits réacteurs modulaires sont dignes de mention, pour le Nouveau-Brunswick comme le Canada en entier.

Énergie NB possède une grande expérience dans l'exploitation et l'entretien sécuritaire d'une centrale nucléaire. C'est grâce à cette expérience que son équipe interne composée de spécialistes en énergie nucléaire est en mesure de fournir des détails sur la technologie des petits réacteurs modulaires et l'industrie à l'annexe 5 (Petits réacteurs modulaires). À l'heure actuelle, les estimations de coûts demeurent incertaines et ne figurent pas dans le Plan intégré des ressources. Les petits réacteurs modulaires ont été analysés comme option pour l'élimination progressive du charbon (voir la section 12.5, Analyse du Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre). Il s'agit en outre d'une solution évolutive pour que le réseau électrique du Nouveau-Brunswick en vienne, d'ici à 2041, à n'être presque plus basé sur le carbone.

10.5 Résultats de l'analyse de l'approvisionnement

Les sections suivantes présentent une analyse détaillée de toutes les options d'approvisionnement comprises dans le Plan intégré des ressources. 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 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 (le cas échéant)
- les primes de risque pour les technologies non éprouvées

- les coûts supplémentaires d'équilibrage/suivi de la charge des options intermittentes (utilisée pour les comparaisons du coût moyen actualisé uniquement).

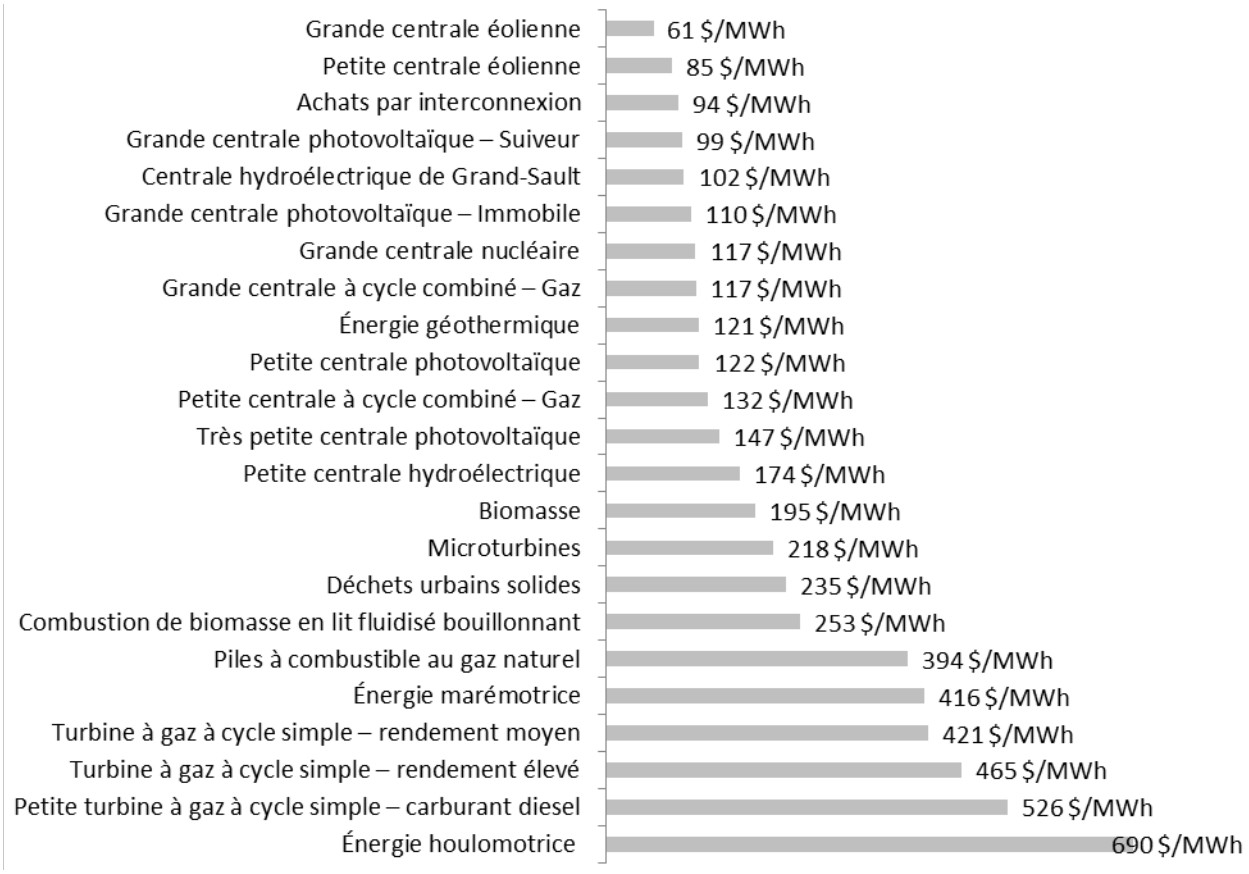
Il faut trois types d'analyses de coûts moyens actualisés pour évaluer les sources d'énergie possibles et la capacité en fonction des exigences du réseau.

10.5.1 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 dollars par mégawattheure [MWh]) dont un responsable de projet a besoin pour recouvrer tous les coûts d'investissement et de fonctionnement[58]. Les coûts moyens actualisés varient d'aussi peu que 61 $/MWh pour les éoliennes de grande puissance jusqu'à plus de 690 $/MWh pour l'énergie houlomotrice. 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, du potentiel selon la charge ou de la contribution aux exigences de capacité.

[58] « 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/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf.

Figure 19 : Coût moyen actualisé de l'énergie



**Le coût moyen actualisé de l'énergie pour les petits réacteurs modulaires est en cours d'élaboration.*

10.5.2 Coût moyen actualisé du stockage

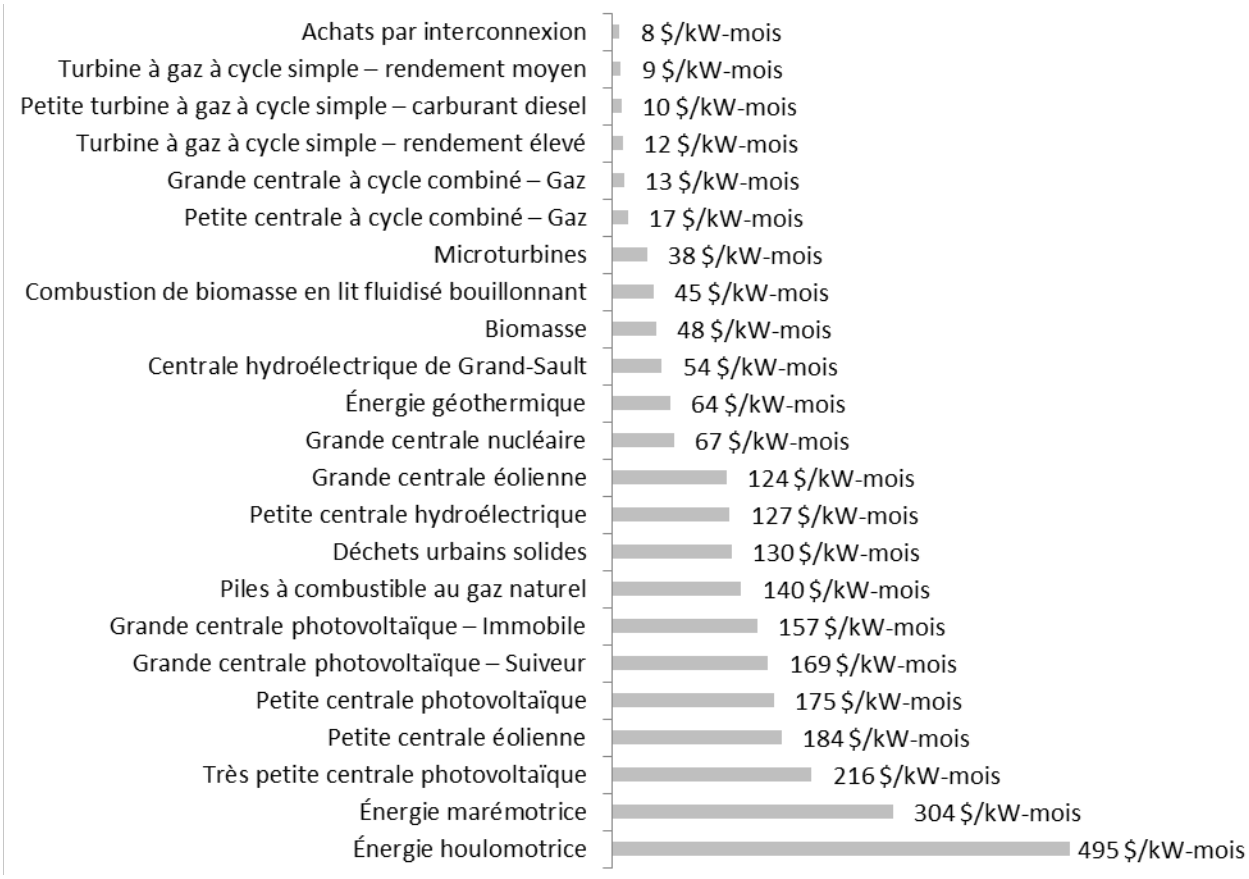
Le coût moyen actualisé du stockage représente les recettes moyennes par unité de production d'énergie (exprimées en dollars par MWh) dont a besoin un responsable de projet pour recouvrer tous les coûts d'investissement et de fonctionnement[59]. Les coûts moyens actualisés des options de stockage en usage dans l'industrie depuis un certain temps déjà varient d'aussi peu que 167 $/MWh pour l'hydroélectrique à réserve pompée à 229 $/MWh pour l'accumulation d'air comprimé. Le stockage dans des batteries évolue rapidement, et des variations de deux technologies sont comprises dans l'analyse. Les coûts moyens actualisés varient d'aussi peu que 332 $/MWh pour de petits systèmes de stockage d'énergie par batterie rédox de longue durée à 1 210 $ pour des systèmes de stockage d'énergie par batteries au lithium-ion à courte durée. Pour le moment, aucune de ces options de stockage n'est concurrentielle par rapport aux autres options, mais les coûts commencent à baisser, et Énergie NB continue de surveiller les développements à cet égard.

[59] « Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 4.0 », Lazard, novembre 2018, https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf.

10.5.3 Coût moyen actualisé de la capacité

Le coût moyen actualisé de la capacité représente les recettes par unité de capacité (exprimées en dollars 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 pour cent 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 distribuables, le crédit de capacité est inférieur à la capacité installée. Par exemple, le total des coûts de capacité pour un parc d'éoliennes de 100 MW n'est affecté qu'aux 12 MW (100 MW x 12 %)[60] de l'avantage de capacité qu'apporterait ce type de production au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Ainsi, le coût moyen actualisé de capacité est plutôt élevé comparativement aux ressources de production distribuables. Les coûts moyens actualisés varient de 8 $/kW-mois pour les achats par interconnexion à 495 $/kW-mois pour l'énergie houlomotrice.

Figure 21 : Coût moyen actualisé de la capacité



[60] Le crédit de capacité pour la nouvelle installation éolienne est présumé être de 12 %. Pour plus de détails, voir la section 9.2 (Ressources intermittentes – Contribution à la planification de la capacité).

**Le coût moyen actualisé de la capacité pour les petits réacteurs modulaires est en cours d'élaboration.*

10.5.4 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. Se fondant sur cette information, le Plan intégré des ressources prévoit un coût moyen pondéré du capital après impôt de 6,74 pour cent pour les projets privés, comparativement à 5,25 pour cent pour les projets publics (section 5 – Hypothèses économiques). En moyenne, le coût plus élevé du financement privé fait augmenter d'environ 20 pour cent le coût moyen actualisé de l'énergie et de la capacité pour les options d'approvisionnement en vue de la production. Cette augmentation se soldera par des coûts plus élevés pour Énergie NB et les Néo-Brunswickois.

10.5.5 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 rechange 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 renouvelable ou décarbonisée était rendu disponible dans l'analyse, afin de satisfaire à la norme de portefeuille renouvelable et aux cibles d'émissions actuelles et à venir. 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 dont les coûts étaient inférieurs à 150 $/MWh ou à 15 $/kW-mois ont été incluses dans l'analyse initiale. Dans le cas d'options similaires, une seule technologie faisait l'objet d'une analyse. Par exemple, la turbine à gaz à cycle simple (rendement élevé) n'a pas été sélectionnée aux fins d'analyse approfondie puisqu'elle ressemble beaucoup à l'option Turbine à gaz à cycle simple (rendement moyen), mais son coût est légèrement 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 du stratège.

Tableau 7 : Résultats de l'analyse des options d'approvisionnement

	Option d'approvisionnement	Renouvelable ou décarbonisée	Intermittente	Distribuable		Caractéristiques	À charge minimale
				De pointe	En suivi de charge		
Options d'approvisionnement traditionnelles	Énergie supplémentaire de la centrale de Grand-Sault	Oui			Oui		
	Achat d'énergie ou de capacité par interconnexion	Oui/Non			Oui		Oui
	Turbine à gaz à cycle simple – rendement moyen			Oui			
	Petite turbine à gaz à cycle simple – Diesel			Oui			
	Grande centrale à cycle combiné				Oui		Oui
	Grande centrale nucléaire	Oui					Oui
Autres options d'approvisionnement	Énergie géothermique	Oui					Oui
	Grande centrale éolienne	Oui	Oui				
	Grande centrale photovoltaïque – Suiveur uniaxial	Oui	Oui				

11 Éconergie NB

Les attentes des clients, les changements climatiques et l'évolution de la technologie sont à l'origine de grands changements pour l'avenir de l'industrie énergétique. Il est impossible de prédire avec exactitude ce qui attend l'industrie de l'électricité. Le plan d'Éconergie NB confère à Énergie NB la souplesse nécessaire pour réagir aux changements en créant des technologies, des capacités et des programmes dont les clients pourront tirer avantage et qui viendront réduire les émissions, peu importe ce que l'avenir nous réserve.

Le plan apporte une certaine valeur en diminuant les coûts du combustible et d'achats d'énergie, en atténuant la nécessité de bâtir de nouveaux actifs de production et de transport, en procurant des gains d'efficience opérationnels, en améliorant l'expérience des clients et en réduisant au minimum l'empreinte carbone du Nouveau-Brunswick.

Le plan comprend trois volets interdépendants :

Réseau intelligent : Création et exploitation d'un réseau électrique plus intelligent, propre, fiable et efficient.

Habitudes intelligentes (gestion axée sur la demande) : Programmes d'efficacité énergétique et de réponse à la demande d'Énergie NB aidant les Néo-Brunswickois à réduire et (ou) déplacer leur consommation énergétique, engendrant ainsi moins émissions.

Solutions intelligentes : Offre de produits et de services qui permettent aux clients de gagner du temps et d'économiser de l'énergie et de l'argent tout en réduisant les émissions.

Le réseau intelligent jette les bases d'une vaste gamme d'avantages grâce à sa communication bidirectionnelle. Ces avantages comprennent la visibilité et la fiabilité du réseau, l'intervention en cas de panne ainsi que des améliorations et des gains d'efficience opérationnels. La modernisation du réseau se traduira par des économies de combustibles et économies dans les achats d'énergie, de plus faibles émissions, un report de la capacité et de nouveaux flux de rentrées.

De plus, Énergie NB pourra mieux comprendre comment et quand l'énergie est consommée et utiliser ces données pour rehausser l'efficience de l'exploitation. Quant aux clients, ils profiteront d'un meilleur service, de nouveaux produits et services éconergétiques et d'une plus grande souplesse des plans tarifaires. Ces capacités permettront à Énergie NB de rester compétitive à l'arrivée de nouvelles technologies et entreprises sur le marché, et de demeurer le partenaire de choix des clients.

Un réseau moderne est également essentiel à l'expansion des sources d'énergie renouvelables et décentralisées qui contribuent à un avenir plus écologique et plus propre à plus faibles

émissions. Cela comprend des solutions de substitution aux nouvelles ressources de production centralisées. À mesure que d'autres sources d'énergie variables sont raccordées au réseau, Énergie NB éprouvera de plus grandes difficultés quant à la gestion rentable de la variabilité pour équilibrer l'offre et la demande tout en assurant la stabilité du réseau (section 9.1, Ressources intermittentes et section 9.2, Ressources intermittentes – Contribution à la planification de la capacité). En intégrant des technologies intelligentes (comme les infrastructures de mesure avancée [compteurs intelligents], les communications numériques et le système de gestion d'énergie décentralisée) au réseau électrique, Énergie NB parviendra à mieux gérer un réseau électrique en évolution et à encourager la participation des clients à l'énergie renouvelable, tout en améliorant la fiabilité et l'efficience et en offrant davantage de choix, de contrôle et de commodité aux Néo-Brunswickois.

Les habitudes intelligentes sont la continuation des programmes de gestion de la demande d'Énergie NB qui aident à réduire les coûts de combustibles et d'achats d'énergie tout en diminuant les émissions. Ces programmes peuvent repousser la nécessité d'expansion des infrastructures, aider les clients à diminuer et (ou) à déplacer leur consommation d'énergie et les aider à réduire leur facture sans compromettre la valeur générale des services d'électricité.

Les solutions intelligentes mettront à profit un réseau plus intelligent pour arriver à offrir les services auxquels les Néo-Brunswickois s'attendent désormais d'Énergie NB, comme des occasions de gestion de la consommation énergétique, la diminution de l'empreinte carbone et la réduction de leur facture. Ces solutions donnent par ailleurs l'occasion aux clients de constituer de nouveaux secteurs d'activité s'ils adoptent des solutions de substitution comme la production décentralisée, le stockage d'énergie et des solutions d'efficacité énergétique.

Éconergie NB se concentre sur la création d'un avenir énergétique durable sur le plan économique et environnemental pour le Nouveau-Brunswick, tout en reconnaissant que les avancées technologiques engendrent de grands changements à l'échelle de la planète. Les services publics ne sont pas à l'abri des difficultés et résultant des progrès technologiques et des changements climatiques, mais peuvent aussi tourner la situation à leur avantage. Ils doivent s'adapter afin de garantir la durabilité et la sécurité énergétiques, tout en restant en phase avec les attentes des clients, notamment en maintenant l'abordabilité de l'électricité. Énergie NB est en train de se transformer afin de se préparer à ce nouvel environnement technologique.

Tant Énergie NB que ses clients profiteront des investissements dans le plan Éconergie NB. Énergie NB deviendra un service public modernisé, souple et viable sur le plan financier et environnemental, qui sera en mesure de produire, d'acheminer et de gérer de l'électricité et des produits et services connexes à l'échelle du Nouveau-Brunswick durant encore de nombreuses années.

11.1 Historique des effets du plan Économie NB

L'aventure Économie NB d'Énergie NB a débuté en 2011 par des investissements dans la technologie, l'éducation des clients et de l'offre d'incitatifs à l'intention de ceux-ci, afin de réduire et de déplacer la demande. Énergie NB a entrepris de nombreux projets connexes sous la bannière Économie NB, permettant l'acquisition de connaissances à l'interne ainsi que la création d'une valeur pour les clients et le service public et la réduction des émissions produites par ces derniers.

PowerShift Atlantique – PowerShift Atlantique était une initiative pluriannuelle de recherche quant aux façons les plus efficaces d'intégrer des sources d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne aux réseaux électriques des provinces maritimes. L'initiative englobait des programmes pilotes pour les clients résidentiels et commerciaux de partout dans les Maritimes. Elle a mené à l'avènement d'une des premières centrales virtuelles entièrement intégrée au réseau électrique à l'échelle mondiale, conçue pour une intégration plus efficace de l'énergie éolienne. En déplaçant à distance les cycles de quelques minutes ici et là et en combinant la charge de nombreux clients, PowerShift Atlantique a permis de mettre à l'essai des façons d'optimiser l'énergie éolienne sans qu'il soit nécessaire aux clients de modifier leur comportement ni leur consommation. Contrairement aux services typiques de réponse à la demande, la centrale virtuelle utilise les prévisions de la charge et des vents ainsi que des capacités d'agrégation afin d'effectuer, en temps quasi réel, le déplacement des charges commerciales et résidentielles. Elle pourrait aussi procurer au réseau de nouveaux services auxiliaires. Les utilisations finales ciblées comportent une capacité de stockage tels les chauffe-eau électriques et les accumulateurs thermiques d'électricité. Bon nombre de ces ressources demeurent, à ce jour, opérationnelles.

Produits d'éclairage à diode électroluminescente (DEL) – En 2013, Énergie NB a commencé à remplacer activement tous les réverbères lui appartenant dans la province, substituant des lumières à DEL aux ampoules à vapeur de sodium à haute pression. Le projet a été achevé avec succès en 2017. Il permet des économies opérationnelles par la réduction des coûts d'entretien et de remplacement et engendre une diminution de la consommation électrique des réverbères, ce qui se traduit par la diminution des coûts énergétiques et des émissions. Forte du succès de ce projet, Énergie NB fait actuellement de même pour les appareils d'éclairage nocturne. Ce projet devrait être achevé en 2022.

Chauffe-eau EcoPeak et dispositifs de communication Économie pour chauffe-eau – Énergie NB a mené des recherches et des projets pilotes sur plusieurs types de chauffe-eau contrôlables (permettant le déplacement). L'ensemble des chauffe-eau actuels d'Énergie NB sont écoénergétiques et comprennent l'isolation de la tuyauterie. Les deux technologies – EcoPeak et Économie – sont spécialement conçues pour déplacer la charge. Les chauffe-eau EcoPeak le

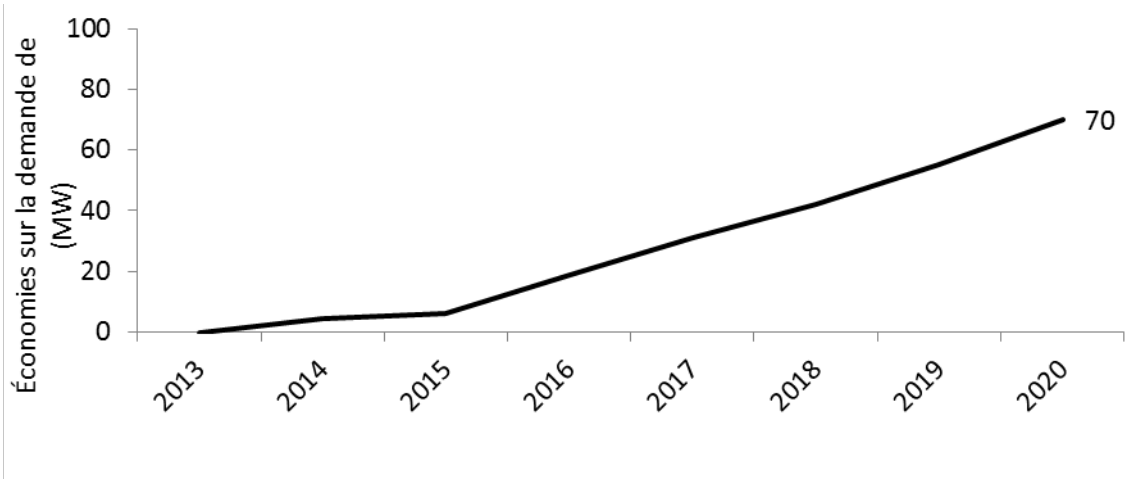
font de façon passive, sans que cela n'ait d'incidence sur les clients. Éconnexion est un dispositif de communication installé sur un chauffe-eau standard. Lorsqu'une pointe du réseau se produit, Éconnexion arrête le chauffage de l'eau pour une courte période par communications cellulaires, ce qui aide Énergie NB à gérer les besoins globaux en matière de demande du réseau et à en améliorer la fiabilité en limitant autant que possible les répercussions sur le confort des clients. Les deux produits sont déjà commercialisés, et on prévoit qu'ils connaîtront une croissance dans le futur.

Gestion interne axée sur la demande d'Énergie NB – Prêchant par l'exemple, Énergie NB a entrepris de nombreux projets de gestion de la demande et d'efficacité énergétique au sein de ses centrales et de ses bureaux. Dans les centrales, les projets comprennent des améliorations à l'éclairage, des réparations du système de chauffage et l'optimisation et l'installation d'une chaudière auxiliaire à la centrale de Coleson Cove afin de réduire les coûts associés au chauffage et les émissions de la centrale. La coordination de certains procédés discontinus devrait réduire la charge lorsque l'on y a recours. Dans ses installations de bureau, Énergie NB a amélioré les systèmes d'éclairage, de chauffage, de ventilation et de climatisation et mis en place un réseau automatisé pour la gestion des systèmes des bâtiments. Il est ainsi possible d'utiliser une technologie de réseau intelligent afin de délester automatiquement la charge pendant les périodes de pointe des systèmes.

Gestion axée sur la demande – La gestion axée sur la demande (GAD) constitue une pierre angulaire de la vision et de la mission d'Énergie NB. Bien que l'objectif principal de ces programmes consiste à promouvoir l'efficacité énergétique dans les foyers et les entreprises du Nouveau-Brunswick, ils peuvent permettre d'améliorer le confort, de créer des emplois, de réduire les émissions de gaz à effet de serre, de stimuler l'économie et de réduire les coûts pour les clients. Le 1er avril 2015, Énergie NB est devenue le fournisseur de services assurant la prestation des programmes d'efficacité énergétique dans la province. Dans le cadre de ce rôle élargi, elle finance et administre depuis des programmes visant à aider les clients à diminuer leur consommation d'énergie et leur empreinte environnementale, tout en diminuant les coûts. Parmi les exemples de tels programmes, citons notamment le Programme d'éclairage pour les petites entreprises, le Programme éconergétique pour les maisons et le Programme d'efficacité énergétique industrielle.

Grâce à des investissements dans le plan Éconergie NB, Énergie NB a été en mesure de réaliser des économies de plus de 250 GWh et de réduire de 70 MW la demande de pointe depuis 2013. Le service public a aussi atteint son objectif consistant à reporter un investissement en capital dans la nouvelle production et continue de cibler cet objectif tout au long du présent Plan intégré des ressources.

Figure 20 : Historique des économies sur la demande



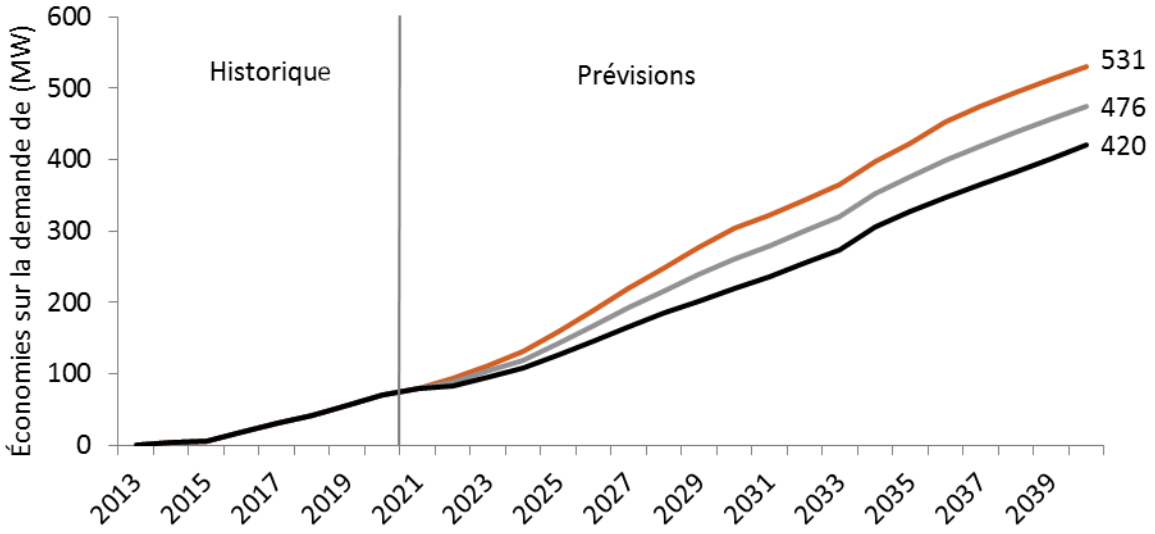
11.2 Perspectives d'avenir

Énergie NB mène actuellement bon nombre de projets et d'initiatives qui devraient se poursuivre, notamment l'offre de programmes de GAD, l'infrastructure de mesure avancée (compteurs intelligents), le système de réduction de la tension et les initiatives internes de GAD. Ces initiatives sont essentielles au Plan intégré des ressources et à l'avenir de la société.

Avant l'élaboration du présent Plan intégré des ressources, Énergie NB et le gouvernement du Nouveau-Brunswick ont embauché la firme de consultation Dunsky Expertise en énergie (Dunsky) afin qu'elle mène, pour la province, une étude sur le potentiel à long terme de la GAD qui tienne compte de plusieurs sources (électricité et combustibles). Dans le cadre de cette étude, la firme a quantifié les économies potentielles d'énergie et de demande associées à plusieurs sources de GAD. L'étude reposait sur les données à jour du marché pour les secteurs résidentiel et non résidentiel. Cette étude principale a procuré au Nouveau-Brunswick un degré de saturation et des gains d'efficience de base précis du matériel dans les foyers et les entreprises à l'échelle de la province. Un sondage a également été mené afin d'évaluer les éléments qui dissuadaient les clients d'adopter des technologies écoénergétiques.

Se fondant sur les résultats de l'étude du potentiel, la firme Dunsky a formulé trois prévisions quant à l'efficacité énergétique et fourni les détails de programmes facultatifs de réponse à la demande qui pourraient être adoptés si nécessaire. Le graphique ci-après présente les économies sur la demande de pointe des trois scénarios, qui tiennent compte d'autres répercussions d'Éconergie NB permettant des économies sur la demande de l'ordre de 420 à 531 MW. Les économies énergétiques annuelles découlant de ces programmes varieront entre 931 et 1 554 GWh par année d'ici 2040. Les coûts moyens des programmes d'efficacité énergétique s'élèvent à 2,8 cents par kWh pour le scénario le plus efficace, à 3,3 cents par kWh pour le scénario intermédiaire et à 3,8 cents par kWh pour le plus efficace.

Figure 21 : Économies sur la demande de pointe dans le cadre d'Économie NB – Scénarios d'efficacité énergétique



**Tous les scénarios élaborés comprennent des dispositions pour le réinvestissement des économies historiques suivant les besoins.*

12 Analyse et résultats

12.1 Méthodologie

Dans le cadre de l'élaboration du Plan intégré des ressources qui s'avère le moins coûteux possible, Énergie NB doit examiner les éléments suivants de façon concurrente : les ressources du côté de l'offre (nouvelles centrales de production) et les ressources du côté de la demande (efficacité énergétique, réponse à la demande, réseau intelligent). Les ressources du côté de la demande sont essentielles à l'élaboration d'un plan à moindre coût. Elles offrent une solution de rechange aux centrales et peuvent permettre de retarder ou même d'éliminer la nécessité d'investir dans de nouvelles sources de production. Les ressources du côté de l'offre doivent permettre d'équilibrer la nécessité d'une production à faible coût et la conformité aux règlements liés aux émissions de gaz à effet de serre et à la production d'énergie renouvelable.

Conformément à la *Loi sur l'électricité* et au Plan intégré des ressources de 2017, le présent Plan intégré des ressources 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 en revenus annuels 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 atteindre les cibles d'émissions équivalentes. Dans le cadre du Plan intégré des ressources de 2020, un paramètre de mesure supplémentaire (coût moyen des unités d'énergie à court terme) est utilisé pour évaluer la pression financière qui pèse sur le service public et les clients au cours des dix premières années du plan.

Énergie NB se sert d'une application logicielle appelée Strategist pour déterminer le plan le moins coûteux. Il s'agit d'un modèle de simulation de la production à long terme utilisé par les services publics aux fins d'optimisation des ajouts de ressources futurs et à d'autres fins de planification stratégique. 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 un module d'optimisation de Strategist appelé PROVIEW. Le service public est ainsi en mesure de trouver le plan le moins onéreux qui réponde de façon fiable aux exigences futures déterminées par la prévision des charges, y compris en ce qui concerne les réserves au Nouveau-Brunswick, tout en respectant les exigences liées à la norme de portefeuille renouvelable et aux émissions. Largement utilisé dans le secteur de l'électricité, le modèle PROVIEW a déjà été employé par Énergie NB dans l'élaboration des Plans intégrés des ressources antérieurs. Il a été examiné et accepté par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

12.2 Scénario de référence – Calcul des émissions

La première étape de l'analyse du Plan intégré des ressources consiste à déterminer le taux d'émission à utiliser, dans le cadre du scénario de référence, pour comparer les différents plans d'expansion. La section 4.3 (Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre) du présent Plan intégré des ressources suppose qu'un accord d'équivalence sera conclu avec le gouvernement fédéral, ce qui permettra de continuer à utiliser le charbon pour faire fonctionner la centrale de Belledune jusqu'à sa fin de vie prévue en décembre 2040, procurant cependant les mêmes réductions d'émissions que si le charbon était graduellement abandonné d'ici 2030. Les plans d'expansion qui prévoient une quantité d'émissions égale ou moindre à celle du scénario de référence sont jugés équivalents.

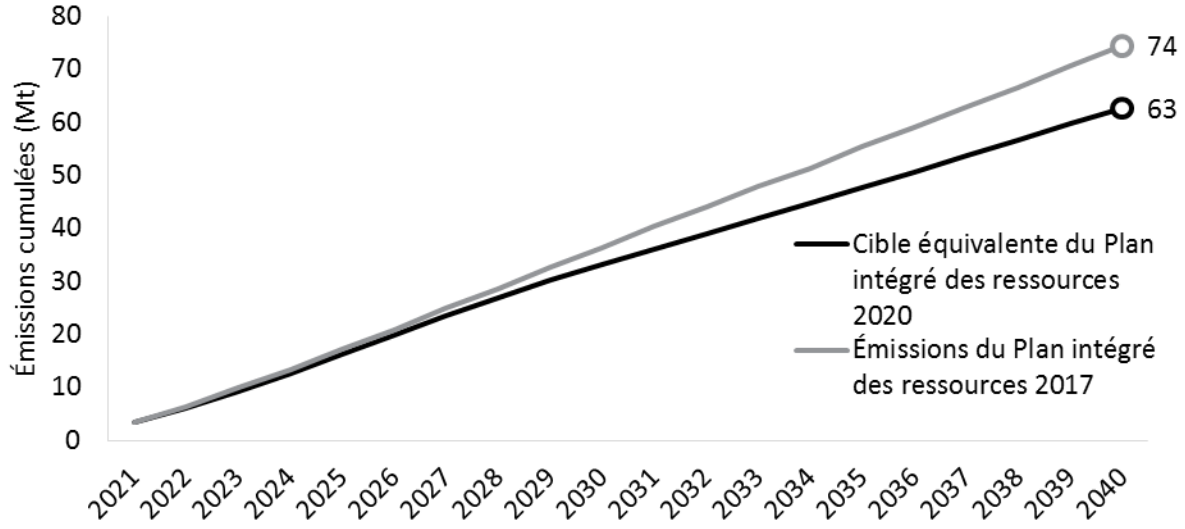
Les émissions prévues dans le scénario de référence sont calculées par l'élaboration d'un scénario conforme aux règlements d'abandon graduel du charbon d'ici 2030, en excluant du calcul les effets de plusieurs mesures précoces prises par Énergie NB pour réduire les émissions dont :

- les sources d'énergie renouvelable supplémentaires ajoutées depuis 2015, comme le programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle et la production intégrée
- les réductions antérieures atteintes, grâce au plan Éconergie NB, depuis 2015
- la cible de 40 pour cent d'énergie renouvelable de la norme de portefeuille renouvelable

De plus, l'une des mesures clés qu'Énergie NB pourrait adopter dans le futur pour réduire sa trajectoire d'émissions consisterait à aller de l'avant avec le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac. La centrale en question permet d'éviter jusqu'à 1,3 Mt d'émissions de carbone par année au Nouveau-Brunswick. Le projet n'ayant pas encore obtenu les autorisations nécessaires, les répercussions découlant de sa réalisation ne seront pas prises en compte dans le scénario de référence des émissions.

L'abandon graduel du charbon implique la fermeture de la centrale de Belledune au début de l'année 2030 et exige la construction d'une centrale de production alimentée aux combustibles fossiles de taille et caractéristiques de fonctionnement comparables. Le profil de production d'émissions résultant sert de point de référence quant aux émissions pour les autres scénarios du Plan intégré des ressources. Tous les scénarios élaborés pour les besoins du Plan intégré des ressources comportent des taux d'émissions égaux ou inférieurs à ce point de référence. Le point de référence employé dans le Plan intégré des ressources de 2020 s'élève à un total de 63 Mt sur 20 ans (de 2021 à 2040). Ce nombre représente une diminution de 11 Mt, ou 15 pour cent, par rapport au Plan intégré des ressources de 2017 pour la même période (74 Mt).

Figure 22 : Trajectoire des émissions – Plan intégré des ressources de 2020 par rapport à celui de 2017



12.3 Analyse du scénario de base

L'élaboration du scénario de base fournit une orientation quant aux trois options stratégiques clés examinées par Énergie NB dans le présent Plan intégré des ressources :

- la prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside
- la prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose
- l'optimisation du portefeuille de gestion axée sur la demande

Chaque option stratégique est analysée au moyen des paramètres de mesure décrits à la section 12.1 (Méthodologie).

- Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$) – Ce paramètre permet de cerner les répercussions de chaque scénario sur les coûts en comparant la valeur actuelle des besoins en revenus avec les prévisions sur 20 ans.
  - Une valeur positive indique que le scénario implique une augmentation des coûts, tandis qu'une valeur négative indique une diminution des coûts.
- Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme – Ce paramètre permet d'évaluer la pression financière que fait peser le scénario sur le service public et les clients au cours des dix premières années du plan.
  - Il est calculé en comparant le coût total pour les clients divisé par les ventes d'énergie dans la province tout en respectant la nécessité d'atteindre une cible d'au moins 20 pour cent de capitaux propres d'ici 2027.
  - Une valeur positive indique une augmentation de la pression liée aux coûts à court terme, tandis qu'une valeur négative indique une diminution de cette pression.
- Atteinte de la cible d'émissions équivalente – Ce paramètre est utilisé pour confirmer que le scénario répond aux besoins en matière de production d'énergie renouvelable et atteint les cibles d'émissions équivalentes.
  - Un crochet indique que les conditions sont satisfaites.

Le scénario de l'optimisation du portefeuille de gestion axée sur la demande comprend un quatrième paramètre de mesure.

- Rapport entre les avantages et les coûts – Ce paramètre est utilisé pour évaluer la valeur globale procurée par chaque portefeuille de gestion axée sur la demande.
  - Il est calculé en divisant la totalité des avantages offerts par le programme par le total des coûts du programme (plus un résultat dépasse la valeur de 1,0, plus la valeur qu'offre l'initiative aux clients est élevée).

12.3.1 Prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside

En mars 2019, Énergie NB a acheté la centrale électrique de Bayside (Bayside). Bayside est une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Saint John qui produit 277 MW. L'achat de la centrale permet à Énergie NB d'intégrer l'installation à son parc de centrales pour une répartition plus économique et une meilleure harmonisation entre les intérêts de la centrale et les siens, qui consistent à assurer aux Néo-Brunswickois un approvisionnement en électricité sûr et fiable à faible coût. Avant de procéder à cet achat, Énergie NB achetait de l'énergie de la centrale de Bayside par l'intermédiaire d'une entente d'achat d'énergie.

La fermeture de la centrale de Bayside est prévue pour 2026. Étant alimentée au gaz naturel, toutefois, Bayside procure des économies de carbone significatives 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 pourrait donc jouer un rôle crucial pour la fiabilité de l'électricité et la réduction des émissions dans le futur. Une étude technique interne a été menée en 2020 afin de déterminer la valeur estimée des investissements en capital nécessaires pour assurer son fonctionnement jusqu'en 2038. Selon cette étude, il serait possible de prolonger sa durée de vie utile jusqu'en 2038 si des travaux d'entretien et des inspections sont menés régulièrement, ce qui permettrait de répartir ces coûts en capital sur le reste des années de vie utile de l'installation. Les coûts en capital supplémentaires nécessaires pour permettre une fermeture en 2038 ont été estimés à 144 millions de dollars, répartis tout au long de la durée de vie de la centrale.

Tableau 8 : Résultats liés à la prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside

Mesure	Scénario de haute efficacité énergétique	Scénario de faible efficacité énergétique
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	-506 M$	-716 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	-4,59 $/MWh	-4,80 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Le niveau optimal d'efficacité énergétique n'a pas encore été déterminé à ce stade de l'analyse. Ainsi, l'analyse économique de Bayside a été effectuée aux deux extrêmes du spectre d'efficacité énergétique afin d'établir l'ampleur des répercussions possibles qu'aurait la prolongation de durée de vie utile de Bayside. Les deux scénarios présentent de grands avantages économiques liés à la prolongation de vie utile, réduisant les coûts généraux du réseau de 506 à 716 millions de dollars (VAN). Dans les deux cas, les coûts moyens des unités d'énergie à court terme diminuent, ce qui signifie que la prolongation de la vie utile de Bayside viendra réduire la pression financière au cours des dix prochaines années. La cible d'émissions équivalente est atteinte dans les deux cas.

La prolongation de la durée de vie élimine la nécessité de construire une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel en 2027. Il s'agit là du plus grand avantage et d'un point important à prendre en compte puisqu'on s'attend à ce que d'autres dépenses d'investissement de taille, comme le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, soient engagées durant cette période.

Les coûts relativement faibles des combustibles ajoutent de la valeur à la prolongation de la vie utile. Énergie NB a trouvé une source de combustible à faible coût et réservé un moyen de transport depuis l'ouest du Canada qui sera en place jusqu'en 2038. Cette source de combustible à faible coût vient grandement augmenter le nombre d'heures de fonctionnement de la centrale et réduit la nécessité d'acheter de l'électricité ou d'en produire à des coûts plus élevés.

12.3.2 Prolongation de la durée de vie des centrales de Millbank et de Sainte-Rose

Construites en 1991, les centrales de Millbank et de Sainte-Rose devaient initialement être exploitées pendant 25 ans. Étant donné que les centrales servent principalement à fournir une capacité d'appoint et une réserve pour le réseau, elles fonctionnent peu et sont en assez bon état. Pour garantir que les Néo-Brunswickois profitent d'un réseau électrique fiable pouvant supporter de nombreuses perturbations majeures sur plusieurs jours, les centrales ont en réserve, sur place, une quantité de combustible correspondant à une alimentation d'environ

sept jours. Leur remplacement par une solution de stockage dans des batteries est donc tout aussi impossible sur le plan technique qu'économique. Énergie NB continue cependant d'observer des améliorations de la capacité technique et une diminution des coûts en capital pour les solutions de stockage. Elle passera en revue ces constatations si des solutions techniquement et économiquement envisageables peuvent être adoptées à un coût moins élevé pour les Néo-Brunswickois. La durée de vie théorique des centrales a déjà été prolongée jusqu'en 2030. Une prolongation supplémentaire est envisagée dans le Plan intégré des ressources 2020. Selon une étude technique, la date de fermeture prévue peut être reportée au-delà de la période visée par l'étude si les inspections et les travaux d'entretien réguliers nécessaires sont menés, permettant de répartir les coûts en capital sur de nombreuses années. Pour y arriver, des investissements en capital progressifs de 192 millions de dollars devront être entrepris dès maintenant et répartis sur la durée de vie utile restante des centrales.

Tableau9 : Résultats de la prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose

Mesure	Scénario de haute efficacité énergétique	Scénario de faible efficacité énergétique
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	-198 M$	-225 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	-0,77 $/MWh	-1,03 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Énergie NB a effectué l'analyse en fonction de niveaux d'efficacité énergétique faible et élevé pour déterminer les répercussions qu'aurait la prolongation de la durée de vie utile. Les avantages économiques de cette prolongation se chiffrent entre 198 et 225 millions de dollars sur l'horizon de 20 ans de l'étude. Dans chaque scénario d'efficacité énergétique, la prolongation de vie utile permet d'éviter la construction de quatre nouvelles turbines à combustion en 2031 et d'une autre en 2039. Dans le scénario de faible efficacité énergétique, la prolongation de la vie utile permet également d'éviter la mise en œuvre d'un programme de réponse à la demande industrielle en 2031 puisque les centrales de Millbank et Sainte-Rose sont en mesure de répondre aux exigences croissantes de capacité. Les coûts en capital de la prolongation sont répartis sur le reste de la durée de vie utile des centrales, ce qui permet de diminuer les investissements en capital autrement nécessaires durant le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac. Dans les deux cas, les coûts moyens des unités d'énergie à court terme diminuent, ce qui signifie que la pression financière sera réduite au cours des dix prochaines années. La cible d'émission équivalente est atteinte dans tous les cas.

12.3.3 Optimisation du portefeuille de gestion axée sur la demande

Énergie NB s'est entretenue avec Dunsky Expertise en énergie pour en venir à trois scénarios d'efficacité énergétique fondés sur la dernière étude de potentiel de GAD. Elle a travaillé avec le consultant pour formuler trois prévisions quant à l'efficacité énergétique et fournir les détails de programmes facultatifs de réponse à la demande qui pourraient être adoptés si nécessaire. Ces programmes, si l'on tient compte des autres retombées d'Éconergie NB, permettent des économies sur la demande de 420 à 531 MW et des économies énergétiques de 931 à 1 554 GWh par année d'ici 2040. De plus amples détails sont fournis à la section 11.2 (Perspectives d'avenir).

Tableau 10 **: Résultats des scénarios de gestion axée sur la demande**

Mesure	Scénario de haute efficacité énergétique	Scénario de moyenne efficacité énergétique	Scénario de faible efficacité énergétique
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	-551 M$	-514 M$	-413 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	5,25 $/MWh	3,78 $/MWh	2,47 $/MWh
Ratio avantages-coûts	2,09	2,49	2,90
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓	✓

Chaque scénario d'efficacité énergétique aide à réduire les émissions, permet d'atteindre des cibles d'émissions équivalentes et procure un grand avantage économique de l'ordre de 413 millions de dollars (faible efficacité énergétique) à 551 millions (haute efficacité énergétique) sur 20 ans. Les ratios avantages-coûts sont également notables dans chacun des scénarios, se chiffrant entre 2,90 (faible efficacité énergétique) et 2,09 (haute efficacité énergétique). Dans le scénario de faible efficacité énergétique, une capacité de production serait nécessaire à compter de 2038. Les scénarios de moyenne et de haute efficacité énergétique reportent cette nécessité au-delà de 2040.

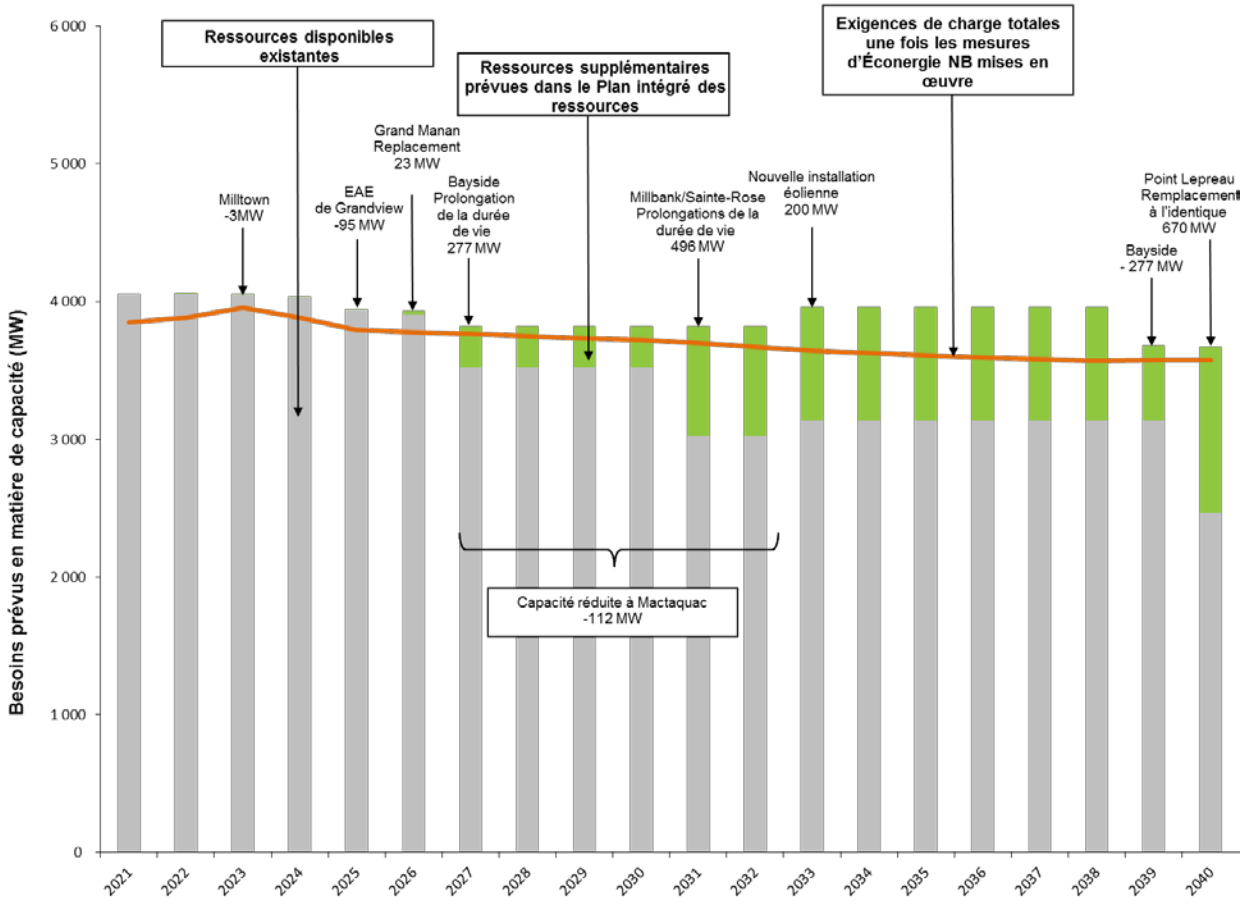
Une grande partie de la valeur de l'efficacité énergétique pour Énergie NB réside en sa capacité de reporter des investissements à venir dans la capacité de production. Comme les reports de capacité surviennent vers la fin de la période d'étude, la valeur du report est contestable d'un point de vue économique. Bien qu'une plus grande efficacité énergétique procure un plus haut niveau d'avantages économiques et de diminution des émissions à long terme, elle engendre également une pression financière à court terme pour le service public et les clients. Ainsi, les principes du Plan intégré des ressources de planification le moins coûteux entrent en

contradiction avec la durabilité économique et environnementale et la gestion des risques. Le coût moyen des programmes augmente de 2,8 cents le kWh pour le scénario à faible efficacité et de 3,8 cents le kWh pour le scénario à haute efficacité. Le tableau 12 illustre l'augmentation des coûts moyens par unité à court terme pour les scénarios à haute efficacité. Chaque scénario a ses forces, mais les prévisions à moyenne et à faible efficacité offrent des trajectoires raisonnables en ce qui concerne le portefeuille de GAD.

12.4 Résultats définitifs de l'analyse de l'intégration

La souplesse et la capacité d'adaptation au fil du temps figurent parmi les principaux atouts du plan d'Éconergie NB. Selon l'analyse, il serait raisonnable d'adopter une GAD entre la faible et la moyenne efficacité. Dans le scénario de haute efficacité énergétique, les pressions supplémentaires de durabilité et de gestion des risques créées l'emportent sur les avantages progressifs à long terme pour les besoins en revenus. Voilà qui permettra de préserver la souplesse du programme tout en équilibrant le ratio avantages-coût, les pressions financières à court terme, les réductions de coûts pour les clients et le report des investissements dans une nouvelle capacité de production pendant la période à l'étude. Grâce à différents programmes de gestion axée sur la demande, Énergie NB demeure en mesure d'augmenter ou de diminuer le niveau de la programmation en matière d'efficacité énergétique et d'optimiser la valeur offerte lorsque de nouvelles occasions ou difficultés se présentent. Cette gamme de programmes représente une réduction de 13 à 15 pour cent de la demande de pointe sur la période. Aux fins de modélisation de scénarios supplémentaires, on s'est servi d'une estimation s'inscrivant entre les deux scénarios.

Figure 23 : Besoins en ressources et exigences de la charge après l'intégration définitive[61]



La ligne orange sur le tableau de la charge et des ressources à la figure 25 représente les exigences en matière de charge du Nouveau-Brunswick après les mesures d'Éconergie NB au cours des 20 prochaines années. Les ressources de capacité existantes sont illustrées dans la zone grise des colonnes. L'ombrage vert représente les nouveaux ajouts de capacité recommandés dans la planification intégrée à moindre coût au tableau 13. L'ajout de mesures d'Éconergie NB reporte la nécessité d'une nouvelle capacité pendant la période visée par l'étude.

[61] Les exigences de charge totales une fois les mesures d'Éconergie NB mises en œuvre reposent sur un scénario médian entre les scénarios de faible efficacité énergétique et d'efficacité moyenne. Voilà qui procurerait des économies sur la demande de l'ordre de 448 MW d'ici 2040.

Tableau 11 : Plan d'expansion final

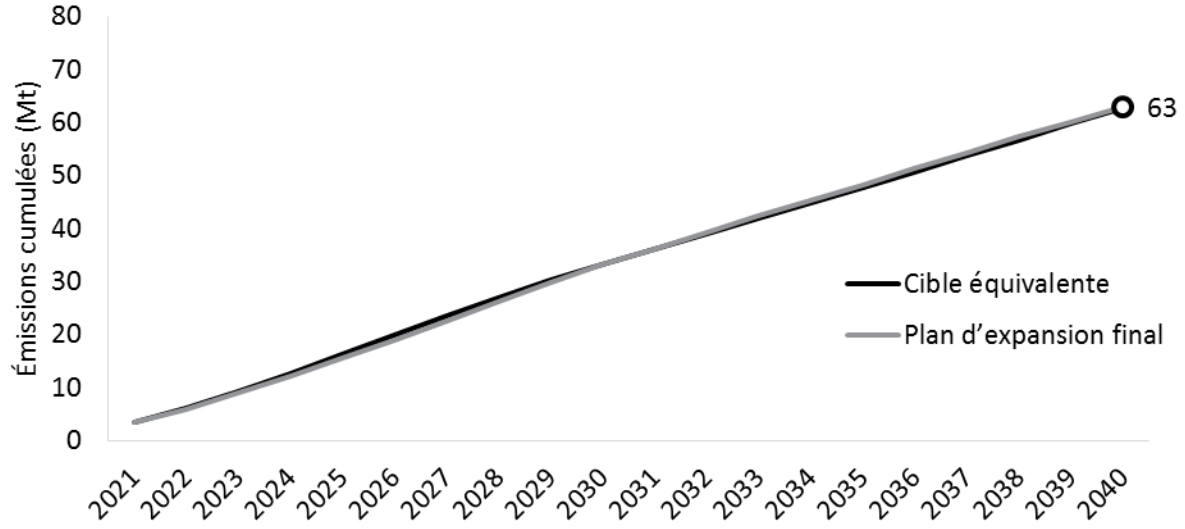
Exercice financier	Plan intégré	Fermeture prévue
En cours	Plan d'Éconergie NB (de 420 à 476 MW)	
2021	Projets du Programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (78 MW)	Milltown (3 MW)
2022	Production intégrée (20 MW)	
…	…	…
2025		Grandview (95 MW)
2026	Nouvelle turbine LM2500 à Grand Manan (23 MW)	Grand Manan (29 MW)
2027	Prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside (277 MW)	
…	…	…
2031	Prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose (496 MW)	
…	…	…
2033	Atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac (668 MW) Nouvelle installation éolienne (200 MW)	
…	…	…
2038	Réponse à la demande industrielle (90 MW)	Bayside (277 MW)
2039	Remplacement à l'identique de la centrale de Point Lepreau (670 MW)	Point Lepreau (670 MW)

Le plan d'expansion comprend des investissements dans Éconergie NB et dans les ressources existantes, ainsi que dans de nouvelles sources de production. Le premier investissement dans la nouvelle production est requis en 2026, au moment de la fermeture de la centrale de l'île Grand Manan. Une production sur l'île est nécessaire, à titre auxiliaire, dans l'éventualité où une défaillance prolongée d'un des câbles sous-marins qui l'alimentent devait survenir. Une petite turbine à combustion à diesel LM2500 est recommandée s'il s'avérait impossible (d'un point de vue économique) de trouver une solution décarbonisée réaliste. Des options d'énergies renouvelables et de stockage comme les systèmes solaires de toiture et le stockage dans des batteries ne constituent pas des solutions envisageables sur le plan économique en raison des prix actuels. Énergie NB reconnaît cependant qu'avec l'évolution de la technologie et la baisse des coûts, il pourrait un jour s'agir d'options viables. Le service public continuera de surveiller l'évolution de ce secteur. Tous les autres investissements consistent soit en la prolongation de la durée de vie utile rentable d'actifs d'Énergie NB soit en de nouvelles ressources renouvelables ou décarbonisées. En 2033, il deviendra avantageux sur le plan économique d'ajouter une nouvelle installation éolienne de 200 MW au réseau, si Énergie NB peut, de façon rentable, équilibrer la nouvelle production intermittente. Tout dépend de la réussite du Projet d'atteinte

de la durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, qui fournirait au réseau électrique des services d'équilibrage et une réserve.

Les émissions de gaz à effet de serre liées au Plan intégré sont présentées à la figure 26. Les émissions indiquées découlent de l'alimentation de la charge de la province et de contrats d'exportation fermes. Le Plan intégré des ressources prévoit la conclusion, avec le gouvernement fédéral, d'une entente d'équivalence qui permettrait à la centrale de Belledune de fonctionner au charbon jusqu'à la fin de sa vie utile initiale, prévue pour décembre 2040 (section 4.3, *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre*). Les émissions pour le Plan intégré se chiffrent à environ 3,15 Mt par année sans dépasser le plafond d'émissions équivalent de 63 Mt sur 20 ans. Par rapport au niveau de 2005 de 8,8 Mt, la moyenne annuelle d'émissions de 3,15 Mt du présent plan représente une réduction de plus de 60 pour cent. C'est là plus du double de la réduction ciblée pour 2030 (30 pour cent de moins que les niveaux de 2005). Les émissions totales de 63 Mt représentent une diminution de 11 Mt ou 15 pour cent par rapport au Plan intégré des ressources de 2017 pour la même période (74 Mt).

Figure 24 **: Émissions de gaz à effet de serre du plan d'expansion final comparativement au scénario de référence d'élimination progressive du charbon en 2030**



L'ajout au parc existant de sources renouvelables qui ne produisent pas d'émissions permet à Énergie NB de continuer d'atteindre la norme de portefeuille renouvelable de 40 pour cent durant toute la période de planification.

12.5 Analyse de la réglementation sur les gaz à effet de serre

Le Plan intégré des ressources comprend, comme hypothèse fondamentale, la tarification aux termes du système de tarification fondé sur le rendement. Selon ce régime de tarification, les coûts du carbone pour les émissions d'Énergie NB excéderaient les normes fédérales établies

dans les règlements comme il l'est décrit à la section 4.3.1, *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*.

Énergie NB soutient les efforts du gouvernement du Nouveau-Brunswick pour la mise en œuvre d'un plan sur le carbone conçu dans la province. Le plan proposé respecterait une structure semblable à celle du système de tarification fédéral fondé sur le rendement, mais les normes de rendement seraient adaptées, comme l'indique la section 4.3.1. Ce plan permettrait au Nouveau-Brunswick de diminuer ses émissions tout en évitant de mettre les Néo-Brunswickois en désavantage concurrentiel par rapport aux autres provinces canadiennes, ou à d'autres pays.

La tarification du carbone dans le cadre des deux plans est de 30 $ par tonne en 2020. Elle devrait passer à 40 $ par tonne en 2021 et à 50 $ par tonne en 2022.

Tableau 12 : Résumé de sensibilité des systèmes de tarification fondés sur le rendement

Mesure	Système fédéral de tarification fondé sur le rendement (compris dans le scénario de référence)	Plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	612 M$	114 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	1,95 $/MWh	0,56 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Le système fédéral de tarification fondé sur le rendement ajoute des coûts de 612 millions de dollars pour les Néo-Brunswickois. Avec le système conçu au Nouveau-Brunswick, l'augmentation ne serait que de 114 millions de dollars, soit 498 millions de dollars de moins que le plan fédéral. De plus, le plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick n'entraînerait aucun changement au plan d'expansion. Il appuie la prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose et s'inscrit dans le prolongement des plans de gestion axée sur la demande. Les émissions se trouvent limitées, dans les deux scénarios de tarification du carbone, par la cible d'émissions équivalente; il n'y a donc aucune différence entre les émissions totales pour les deux plans. Des économies de coûts sont possibles grâce aux coûts plus faibles du carbone.

Comme il l'est décrit à la section 4.3 (*Règlements sur les émissions de gaz à effet de serre*), le gouvernement fédéral a annoncé en 2018 une l'élimination progressive de la production au

charbon d'ici 2030. La centrale de Belledune, seule centrale alimentée au charbon restante d'Énergie NB, arrivera en fin de vie en décembre 2040. Le scénario le plus probable du point de vue des émissions dans une perspective de coût moindre est la négociation d'un accord d'équivalence entre le gouvernement du Nouveau-Brunswick et le gouvernement du Canada. D'autres scénarios ont été explorés pour saisir l'intérêt de conclure un accord d'équivalence avantageux pour les Néo-Brunswickois.

Tableau 13 : Scénarios de la centrale de Belledune

Scénario	Description
Accord d'équivalence (scénario de référence)	Poursuite de l'exploitation de la centrale de Belledune, alimentée au charbon jusqu'à la date de fermeture prévue en décembre 2040, à des niveaux de rendement réduits.
Fermeture précoce de la centrale de Belledune	Fermeture de la centrale de Belledune en décembre 2029, entraînant l'amortissement accéléré des actifs de la centrale et exigeant une nouvelle capacité à compter en 2030.
Conversion au gaz naturel liquéfié de la centrale de Belledune	La centrale de Belledune est reconfigurée pour brûler du gaz naturel liquéfié comme source de combustible à compter de janvier 2030, ce qui exige un investissement important dans le déchargement de combustible, le stockage de combustible et la modernisation de la centrale.
Conversion au gaz naturel de la centrale de Belledune	À partir de janvier 2030, la centrale de Belledune est reconfigurée pour brûler du gaz naturel, avec la construction d'une nouvelle infrastructure de canalisation reliant Belledune au Maritime and Northeast Pipeline. Ce projet exige un investissement important pour la canalisation de gaz naturel et la modernisation de la centrale.

Une analyse a été menée pour déterminer le coût d'un accord d'équivalence et l'incidence financière si aucun accord n'était conclu. Les coûts de cette dernière éventualité ont été explorés au moyen d'autres scénarios pour la centrale de Belledune. Tous les scénarios nécessitent la production à partir de combustibles fossiles. D'autres sources de production décarbonisée ont également été envisagées, mais jugées irréalistes sur le plan économique pour le moment.

- Importations d'électricité
    - Les liens existants avec les territoires voisins ne suffisent pas pour remplacer l'énergie et la capacité fournies par Belledune sans d'importantes dépenses d'investissement et d'importants délais de construction d'une infrastructure de transport.
    - L'incertitude et les risques quant à la disponibilité de l'énergie ainsi que les accords commerciaux requis pour remplacer l'énergie et la capacité de la centrale de Belledune au sein de cette infrastructure rendent l'option irréaliste.

- Options de production renouvelable et de stockage
    - À l'heure actuelle, il n'existe aucune énergie renouvelable ni option de stockage réaliste d'un point de vue économique qui permette d'égaler l'énergie produite par Belledune et la capacité de cette dernière.
    - Énergie NB continuera de surveiller les progrès dans ce secteur, demeurant à l'affût des améliorations quant à la technologie et aux coûts.

Les répercussions de chaque scénario d'équivalence tiennent compte du système de tarification du carbone vraisemblablement utilisé. Ainsi, les résultats de ces scénarios sont présentés sous chacune des structures de tarification du carbone.

Tableau 14 : Répercussions sur les besoins en revenus (VAN$) sur 20 ans de l'élimination progressive du charbon et tarification du carbone selon le système fédéral de tarification fondé sur le rendement

	Accord d'équivalence	Fermeture précoce de la centrale de Belledune	Conversion au gaz naturel liquéfié de la centrale de Belledune	Conversion au gaz naturel de la centrale de Belledune
Coûts selon le système fédéral de tarification fondé sur le rendement	0,6 G$	0,6 G$	0,6 G$	0,6 G$
Coûts de l'élimination progressive du charbon	0,1 G$[62]	1,2 G$	1,2 G$	1,2 G$
Coûts totaux de réglementation du carbone	0,7 G$	1,8 G$	1,8 G$	1,8 G$

Tableau 15 : Répercussions sur les besoins en revenus (VAN$) sur 20 ans de l'élimination progressive du charbon et tarification du carbone selon le plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick

[62] Le coût d'élimination progressive du charbon aux fins d'équivalence ne comprend que les coûts de réacheminement associés à la priorisation des ressources de production à plus faibles émissions. Il exclut les investissements effectués dans l'énergie renouvelable comme Mactaquac ou les initiatives de gestion axée sur la demande qui réduisent la charge.

	Accord d'équivalence	Fermeture précoce de la centrale de Belledune	Conversion au gaz naturel liquéfié de la centrale de Belledune	Conversion au gaz naturel de la centrale de Belledune
Coûts selon le plan de carbone conçu au Nouveau-Brunswick	0,1 G$	0,1 G$	0,1 G$	0,1 G$
Coûts de l'élimination progressive du charbon	0,1 G$[63]	1,4 G$	1,5 G$	1,4 G$
Coûts totaux de réglementation du carbone	0,2 G$	1,5 G$	1,6 G$	1,5 G$

La fermeture précoce de la centrale de Belledune nécessiterait la construction d'une nouvelle centrale à gaz naturel à cycle combiné de 432 MW représentant l'option la moins coûteuse pour les Néo-Brunswickois. Les scénarios de conversion au gaz naturel liquéfié et au gaz naturel n'entraînent aucun changement au plan d'expansion recommandé. Les coûts d'observation des obligations d'élimination progressive du charbon dans le cadre d'un accord d'équivalence sont de 0,1 milliard de dollars, comparativement à 1,2 à 1,5 milliard de dollars pour les autres options envisagées. En l'absence d'accord d'équivalence, les solutions de substitution sont comparables sur le plan des coûts. Si aucun un accord d'équivalence n'est conclu, ces autres options devront être examinées en détail dans le futur.

Les répercussions totales des deux règlements sur les gaz à effet de serre sont cumulatives, et les coûts d'ensemble varient entre 0,2 et 1,8 milliard de dollars (VAN$ 2020) sur l'horizon de planification de 20 ans. Un accord d'équivalence et un plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick pourraient permettre aux Néo-Brunswickois d'économiser plus de 1,5 milliard de dollars au cours des 20 prochaines années, tout en atteignant les cibles de réduction des émissions de carbone et en satisfaisant toutes les exigences législatives.

Énergie NB a exploré deux autres solutions, mais l'incertitude quant aux coûts limite la portée de ces analyses. La première solution fait appel à l'utilisation de combustibles de la biomasse à la centrale de Belledune. La biomasse torréfiée nécessiterait pour l'essentiel le même matériel de manutention du combustible que celui dont dispose déjà la centrale de Belledune, mais le volume de biomasse requis est très grand. Afin d'alimenter la centrale de Belledune pour une production semblable à celle d'aujourd'hui, il faudrait plus de 2 millions de mètres cubes de biomasse verte par année. Cette quantité correspond environ au tiers de la biomasse actuellement récoltée au

[63] Voir la note précédente.

Nouveau-Brunswick chaque année. À l'heure actuelle, la province ne dispose pas de biomasse excédentaire qui puisse être affectée à Énergie NB.

La deuxième option fait appel aux petits réacteurs modulaires (PRM). Les PRM présentent une occasion unique de diminuer les émissions de façon importante, au-delà des cibles d'équivalence. En effet, 400 MW de PRM pourraient réduire les émissions de gaz à effet de serre cumulatives de 15 à 20 Mt sur une période de dix ans, de 2031 à 2040. Les PRM représentent également la meilleure occasion pour le Nouveau-Brunswick et le Canada d'offrir une électricité décarbonisée et de remplacer la production au moyen de combustibles fossiles. Ils pourraient permettre au Nouveau-Brunswick de diminuer davantage les émissions hors de l'horizon de planification du Plan intégré des ressources et d'atteindre la cible provinciale pour 2050 de 5 Mt.

13 Analyse de sensibilité

Énergie NB a recours à des analyses de sensibilité pour évaluer la robustesse du Plan intégré des ressources en fonction des conditions changeantes. Ces analyses aident à évaluer les niveaux de risque d'un plan. Si un plan est robuste (ne présente qu'un faible risque), les conditions changeantes n'entraîneront que des variations minimes.

Dans le cas du présent Plan intégré des ressources, les programmes d'efficacité énergétique (section 11, Éconergie NB) rehausseraient la robustesse du plan, puisqu'ils aident le service public à demeurer plus souple et à s'adapter à l'exploitation changeante. Le niveau des programmes d'efficacité énergétique peut être augmenté ou diminué, en fonction de ces changements.

Pour analyser les décisions de la section 12 (Analyses et résultats) quant aux centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose et aux programmes d'efficacité énergétique, Énergie NB s'est servi d'une application logicielle nommée Strategist afin d'opérer une réoptimisation au fil des changements à chacune des hypothèses majeures du plan.

Voici les paramètres critiques employés dans le Plan intégré des ressources :

- coûts d'immobilisations
- prix du combustible et du marché
- prévision des charges
- ressources énergétiques décentralisées
- scénarios liés à la COVID-19.

Chaque sensibilité est analysée au moyen des paramètres de mesure décrits à la section 12.1 (Méthodologie).

- Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$) – Ce paramètre permet de cerner les répercussions de chaque scénario sur les coûts en comparant la valeur actuelle des besoins en revenus avec les prévisions sur 20 ans.
  - Une valeur positive indique que le scénario implique une augmentation des coûts, tandis qu'une valeur négative indique une diminution des coûts.
- Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme – Ce paramètre permet d'évaluer la pression financière que fait peser le scénario sur le service public et les clients au cours des dix premières années du plan, tout en respectant la nécessité d'atteindre une cible d'au moins 20 pour cent de capitaux propres d'ici 2027.
  - Il est calculé en comparant le coût total pour les clients divisé par les ventes d'énergie dans la province.
  - Une valeur positive indique une augmentation de la pression liée aux coûts à court terme, tandis qu'une valeur négative indique une diminution de cette pression.
- Atteinte de la cible d'émissions équivalente – Ce paramètre est utilisé pour confirmer que le scénario répond aux besoins en matière de production d'énergie renouvelable et atteint les cibles d'émissions équivalentes.
  - Un crochet indique que les conditions sont satisfaites.

13.1 Sensibilités des coûts d'immobilisation

Bien des facteurs influent sur les coûts des projets d'immobilisation. Énergie NB se concentre sur deux d'entre eux, qui couvrent une plus vaste gamme de scénarios éventuels, soit

- les coûts d'immobilisations directs
- les taux de financement.

La portée de ces changements se limite aux options de production examinées. Le capital régulier des centrales existantes et les coûts actuels de financement ne sont aucunement touchés.

13.1.1 Coûts d'immobilisation directs

Les coûts des centrales sont assez bien définis par les processus d'appel d'offres et les contrats à prix fixe. Il existe un risque de dépassement des coûts du fait de diverses circonstances. L'indice d'actualisation des coûts de construction peut également différer de celui utilisé dans les hypothèses de base. Une fluctuation de plus ou moins 25 pour cent a été prise en compte pour capturer les variations possibles des coûts d'immobilisation directs dans l'analyse de sensibilité.

Tableau 16 : Résumé de sensibilité liée aux coûts d'immobilisation directs

Mesure	Coûts d'immobilisation élevés (+ 25 %)	Faibles coûts d'immobilisation (– 25 %)
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	65 M$	-33 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	0,24 $/MWh	-0,24 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Dans le scénario lié aux coûts d'immobilisation élevés, il n'y a aucun changement au plan d'expansion. Dans le scénario lié aux faibles coûts d'immobilisations, cependant, les projets dont les coûts d'immobilisations sont élevés et les coûts de combustibles, faibles deviennent plus attrayants. L'expansion de la centrale de Grand-Sault devient un choix rentable en 2031, éliminant la nécessité d'un programme de réponse à la demande en 2038. Les deux options de sensibilité vont dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

13.1.2 Taux de financement

Le Plan intégré des ressources repose sur l'hypothèse selon laquelle tous les projets de production seraient financés à un coût d'emprunt du secteur public de 5,25 pour cent. Ce coût n'est pas sans répercussions directes sur toutes les options de production. Le taux est largement fondé sur les taux canadiens d'obligation à long terme, eux-mêmes sensibles à des facteurs comme les taux d'intérêt et d'inflation, qui peuvent varier durant le cycle économique. L'analyse

de sensibilité tient compte de cette variation en appliquant un ajustement de plus ou moins 1 pour cent au taux de financement public. Le taux de financement élevé constitue par ailleurs une meilleure estimation pour les coûts de financement privé.

Tableau 17 : Résumé de sensibilité des taux de financement

Mesure	Taux de financement élevé (6,25 %)	Faible taux de financement (4,25 %)
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	30 M$	-28 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	0,33 $/MWh	-0,33 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Le Plan intégré des ressources est l'option la plus rentable en matière de sensibilité des taux de financement faible et élevé. Les deux options de sensibilité vont dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

13.2 Sensibilités relatives aux prix du combustible et du marché

L'une des plus grandes dépenses d'Énergie NB est le coût combiné des achats de combustibles et d'électricité sur les marchés. L'industrie peut s'avérer volatile, et tout plan à long terme doit représenter l'incidence que pourraient avoir sur lui les risques en question.

13.2.1 Nucléaire

Par le passé, les coûts de combustible nucléaire demeuraient stables comparativement à ceux d'autres types de combustibles. Les combustibles ne représentent par ailleurs qu'une petite partie des coûts totaux liés aux centrales nucléaires. Il n'a pas été pas jugé nécessaire de mener une analyse de sensibilité axée uniquement sur les prix du combustible nucléaire.

13.2.2 Mazout lourd et mazout léger

La centrale de Coleson Cove utilise du mazout lourd. Ce type de combustible est relativement peu utilisé en raison des prix élevés et du faible rendement thermique des centrales alimentées au mazout comparativement à d'autres sources de production. Le mazout léger est utilisé aux centrales à turbine à combustion de Millbank, de Sainte-Rose et de Grand Manan, lesquelles servent principalement à fournir de l'énergie en cas de panne imprévue d'autres centrales ou du réseau de transport. À cela viennent s'ajouter les coûts de combustible élevés et la faible efficacité thermique des turbines à combustion, limitant l'utilisation du mazout léger. Il n'a pas

été jugé nécessaire de mener une analyse de sensibilité axée uniquement sur le mazout lourd et léger.

13.2.3 Charbon

Le charbon est un combustible peu coûteux utilisé par la centrale électrique de Belledune. Son prix déjà relativement faible laisse peu de place à une baisse éventuelle. Des augmentations importantes des coûts sont peu probables en raison des règlements sur les émissions de gaz à effet de serre. On s'attend à ce que les prix du charbon restent stables et aucune nouvelle centrale alimentée au charbon n'a été envisagée dans l'élaboration du Plan intégré des ressources. Dans cette perspective, il n'a pas été jugé nécessaire de mener une analyse qui soit axée uniquement sur les prix du charbon.

13.2.4 Gaz naturel

Le gaz naturel est utilisé à la centrale de Bayside et à la centrale de cogénération de Grandview. Il s'agit d'un combustible qui devrait être présent en quantité abondante dans l'avenir. Comparativement à d'autres combustibles fossiles comme le mazout ou le charbon, l'intensité de ses émissions est beaucoup plus faible, avantage important par rapport aux centrales à charbon ou à mazout. Voilà pourquoi le Plan intégré des ressources propose le gaz naturel comme l'un des principaux combustibles pour les options de production conventionnelles.

Les prix du marché de l'électricité sont grandement liés aux prix du gaz naturel. Il n'est pas recommandé de mener une analyse de sensibilité sur les prix du gaz naturel sans tenir compte des prix du marché de l'électricité. Des sensibilités de plus ou moins 25 pour cent ont été appliquées en parallèle au prix du gaz naturel et au prix du marché de l'électricité aux fins de l'étude.

Tableau 18 : Résumé des sensibilités des prix du marché du gaz naturel et de l'électricité

Mesure	Prix du marché élevés du gaz naturel et de l'électricité (+ 25%)	Faible prix du marché du gaz naturel et de l'électricité (– 25%)
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	503 M$	-473 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	4,19 $/MWh	-2,73 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Les sensibilités des prix du marché du gaz naturel et de l'électricité n'entraînent aucun changement au plan d'expansion. Étant donné que le Plan intégré dépend largement de la production de gaz naturel et d'achats sur le marché de l'électricité, les répercussions financières sont importantes. Les deux options de sensibilité vont dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

13.2.5 Taux de change

Le prix de la majorité des combustibles et de l'électricité achetés sur le marché par Énergie NB sont fixés en dollars des États-Unis (USD). Les achats sur le marché des combustibles et de l'électricité représentent une grande part des coûts d'exploitation annuels d'Énergie NB, c'est pourquoi les taux de change présentent pour elle un risque majeur. Afin de saisir les répercussions possibles du taux de change dans l'analyse de sensibilité, on applique une fluctuation de plus ou moins 15 pour cent.

Tableau 19 : Résumé des sensibilités du taux de change

Mesure	Taux de change élevé (+ 15 %)	Faible taux de change (– 15 %)
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	667 M$	-603 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	4,31 $/MWh	-3,50 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Les résultats de sensibilité quant au taux de change élevé présentent l'ajout de l'expansion de la centrale de Grand-Sault en 2031. Bien que ce projet soit exigeant en termes d'investissements, il présente des avantages économiques par rapport aux combustibles à coût plus élevé. Aucune modification aux plans d'expansion n'est nécessaire si les sensibilités du taux de change sont faibles. Il existe toutefois des économies importantes sur le plan des combustibles et de l'électricité achetée. Les deux options de sensibilité vont dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

13.3 Sensibilités des prévisions de charge

Énergie NB s'est servie des prévisions de charge de 2019 pour élaborer le présent Plan intégré des ressources. Un intervalle de confiance de 95 pour cent a été appliqué pour les prévisions

optimistes et pessimistes, selon les analyses statistiques des tendances antérieures et futures. La figure 27 illustre l'incidence sur les besoins en électricité.

Figure 25 : Prévisions d'énergie du Nouveau-Brunswick (avant que les effets d'Économie NB se fassent sentir)

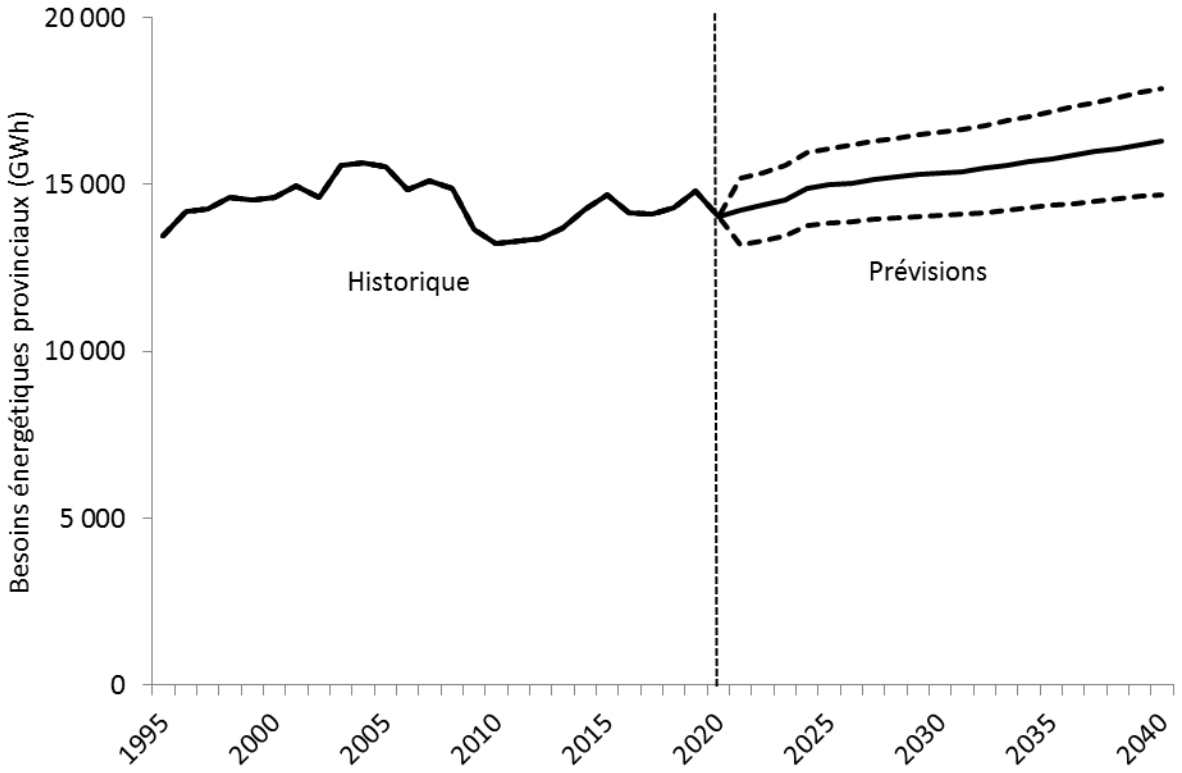


Tableau 20 : Résumé de sensibilité de prévision des charges

Mesure	Prévision optimiste des charges	Prévision pessimiste des charges
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	1,5 G$	-1,4 G$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	-3,89 $/MWh	4,73 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓	✓

Pour chaque sensibilité liée aux prévisions de charge, des plans d'expansion similaires sont recommandés. Dans le scénario de prévision optimiste, un programme de réponse à la demande est nécessaire dès 2027. Ce scénario comprend également l'ajout de deux turbines à combustion

supplémentaires en 2039. Le scénario de prévision pessimiste des charges permet d'éliminer la nécessité d'un programme de réponse à la demande industrielle en 2038. Les deux options de sensibilité vont dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

Bien que le coût du scénario lié à la prévision optimiste des charges soit élevé, l'augmentation des ventes se traduirait par des revenus supérieurs. Si ces augmentations sont attribuables à des facteurs comme la croissance de l'activité économique ou de la population, des niveaux plus élevés de charge sont positifs pour Énergie NB et pour le Nouveau-Brunswick, puisqu'ils viennent alléger la pression financière à court terme pour le service public et, en fin de compte, pour ses clients.

13.4 Sensibilités des ressources énergétiques décentralisées

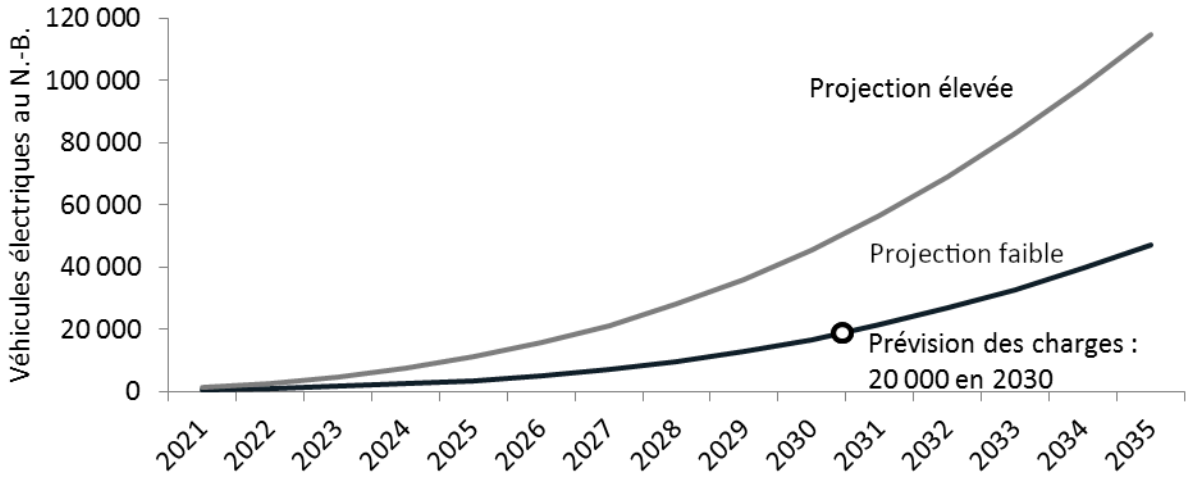
13.4.1 Véhicules électriques

L'industrie des véhicules électriques est en plein essor et devrait influer sur les prévisions d'énergie et celles de la demande dans l'avenir du Nouveau-Brunswick. En 2016, le gouvernement provincial a rendu public un document intitulé *La transition vers une économie à faibles émissions de carbone – Le plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick*, qui comprend des cibles concernant la percée sur le marché des véhicules électriques. La prévision des charges d'Énergie NB se fonde sur l'atteinte de l'objectif de 20 000 véhicules au Nouveau-Brunswick d'ici 2030. Cela représente une part de marché approximative de 2,7 pour cent des quelque 500 000 véhicules enregistrés dans la province.

En 2019, Énergie NB a retenu les services d'un consultant, Dunsky, pour l'aider à établir une fourchette de prévisions concernant la percée sur le marché à venir des véhicules électriques[64]. Les valeurs inférieures de la fourchette fournie par Dunsky correspondaient aux cibles provinciales pour 2030.

[64] Dunsky Expertise en énergie, « Electric Vehicles in New Brunswick: Forecasted Adoption and Impacts, 2020-2034 », novembre 2019, Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick, dossier 452, pièce NBP11.01.

Figure 26 : Prévisions quant à la percée des véhicules électriques



Un total de 115 000 véhicules électriques dans la province engendrerait des besoins en électricité se chiffrant à environ 500 GWh d'ici 2035.

Tableau 21 : Résumé de sensibilité d'un nombre élevé de véhicules électriques

Mesure	Prévision optimiste quant au nombre de VÉ
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)*	-83 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	-0,15 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓

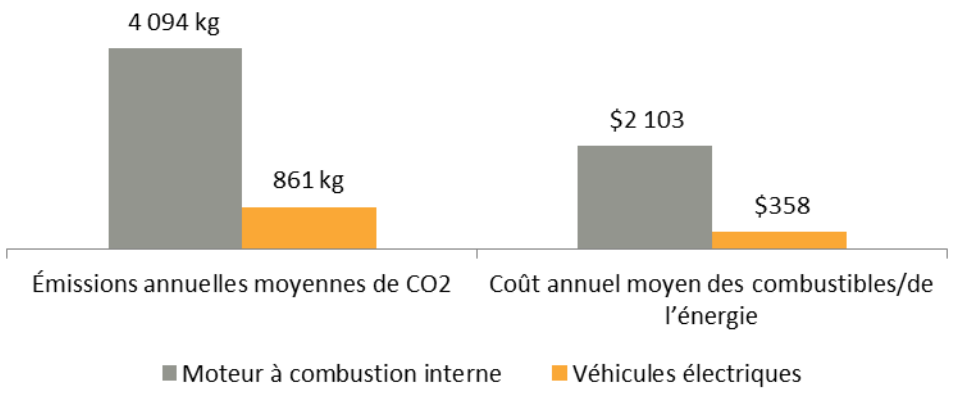
**Comprend les effets associés à l'augmentation des revenus découlant d'une plus grande percée des véhicules électriques.*

En ce qui concerne la sensibilité pour un nombre élevé de véhicules électriques, il n'y a en 2039 qu'un changement minime. La sensibilité va dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

Les véhicules électriques présentent une occasion de réduire les émissions de gaz à effet de serre du Nouveau-Brunswick. En 2018, environ 29 pour cent des émissions de la province provenaient

du secteur des transports[65]. Un véhicule léger au Nouveau-Brunswick produit environ 4 000 kg de CO_2 par année. Le remplacement de ces véhicules par des véhicules électriques permettrait de réduire les émissions d'environ 65 kt pour chaque 20 000 véhicules dans la province (si l'on tient compte de l'effet sur les émissions du secteur de l'électricité).

Figure 27 : Comparaison des coûts de combustibles et des émissions de CO_2 des véhicules



13.4.2 Pénétration solaire

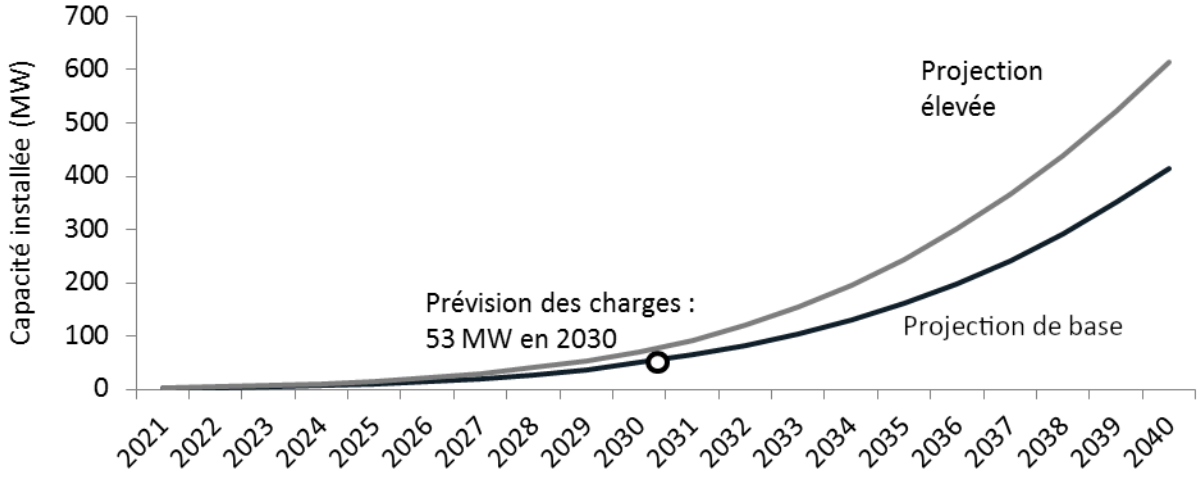
Les Néo-Brunswickois manifestent un intérêt accru à l'égard de l'énergie solaire. On s'attend à ce que les installations solaires influent sur les prévisions d'énergie et de la demande à l'avenir. La prévision des charges d'Énergie NB se fonde sur la pénétration solaire prévue en 2016 par Dunsky Expertise en énergie.

En 2019, Dunsky a révisé l'analyse pour ajouter des prévisions quant à la pénétration solaire dans le futur[66]. L'estimation de base de Dunsky cadre avec des estimations antérieures et avec les prévisions de charge d'Énergie NB, tandis qu'une plus grande pénétration(environ 600 MW d'ici 2040) est prévue au seuil supérieur.

[65] « Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Partie 3. », gouvernement du Canada, modifié pour la dernière fois le 15 avril 2020, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/inventaire.html.

[66] Dunsky Expertise en énergie, « Projected Solar Adoption in New Brunswick », mai 2017, Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick, dossier 452, pièce NBP6.06.

Figure 28 : Prévisions de la pénétration solaire



Au Nouveau-Brunswick, 600 MW d'énergie solaire se traduiraient par une réduction d'environ 750 GWh en besoins énergétiques en 2040 (soit environ 5 pour cent des ventes dans la province).

Tableau 22 : Résumé de sensibilité de l'énergie solaire photovoltaïque

Mesure	Prévision optimiste de l'énergie solaire
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)*	28 M$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	0,04 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓

**Comprend l'incidence de la diminution des revenus associés a une plus grande pénétration de l'énergie solaire photovoltaïque.*

Le Plan intégré des ressources demeure le plus rentable selon le scénario optimiste. La sensibilité va dans le sens d'une prolongation de durée de vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, avec le maintien de programmes de gestion axée sur la demande.

13.5 Scénarios liés à la COVID-19

Il peut s'avérer très difficile de prévoir l'avenir. Le Plan intégré des ressources ne néglige aucun effort pour mettre à l'essai divers scénarios futurs afin de garantir que le plan d'expansion recommandé soit raisonnable pour diverses cibles. La pandémie mondiale de la COVID-19 est une situation sans précédent très sérieuse pour notre histoire, qui touche des milliards de gens

partout dans le monde. Bien que la nouvelle normalité reste à venir, on croit actuellement que les répercussions de cette pandémie seront relativement brèves dans le contexte d'une vision de 20 ans. Elle présente toutefois un ensemble de défis uniques qui continuent d'évoluer. Un scénario a été conçu pour représenter une combinaison des sensibilités afin d'estimer les répercussions éventuelles de la COVID-19, si les changements récents persistaient à long terme. Pour le moment, on ne croit pas que ces facteurs représentent une nouvelle normalité à long terme, mais ils présentent cependant un milieu d'essai marginal intéressant aux fins du présent Plan intégré des ressources.

La consommation d'énergie a chuté en raison de la fermeture d'entreprises et d'institutions. Quant au coût d'emprunt, il a diminué d'environ 1 pour cent. Les prix des produits de base et le taux de change ont également fluctué. Le taux de change a grimpé de plus de 10 pour cent d'avril 2019 à avril 2020. Les prix des produits de base ont beaucoup changé, et ce, de façon inattendue. Le prix du pétrole a chuté pour atteindre, en avril 2020, un creux historique. Les prix du gaz naturel et du marché ont également diminué. Voici un résumé des modifications proposées au scénario :

- prévision pessimiste des charges
- faible taux de financement (4,25 pour cent)
- taux de change élevé (+ 15 pour cent)
- faible prix du gaz naturel et du marché (- 25 pour cent)
- faible prix du pétrole (- 50 pour cent).

Tableau 23 : Résumé de sensibilité de la COVID-19

Mesure	Scénarios liés à la COVID-19
Répercussions sur les besoins en revenus sur 20 ans (VAN$)	1,9 G$
Changement au coût moyen des unités d'énergie à court terme	1,74 $/MWh
Atteinte de la cible d'émissions équivalente	✓

Les coûts de ce scénario sont plus faibles sur 20 ans, mais entraînent une pression financière à court terme pour le service public. Aucun changement au plan d'expansion recommandé n'est nécessaire jusqu'à la fin des années 2030, lorsque l'exigence de réponse à la demande industrielle sera éliminée en raison d'exigences globales inférieures en matière de charges. Les décisions antérieures quant à la prolongation de la durée de vie utile des centrales de Bayside,

de Millbank et de Sainte-Rose et au maintien des programmes de gestion axée sur la demande se trouvent ainsi confirmées.

14 Conclusion

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

Les conclusions suivantes sont tirées de l'analyse :

- Selon les processus d'engagement du public, l'abordabilité et l'énergie propre représentent les priorités des Néo-Brunswickois.
  - Même si l'énergie propre est très importante, l'abordabilité est classée comme plus importante selon un rapport de presque deux pour un.
- Énergie NB a pour mandat d'atteindre une structure du capital d'au moins 20 pour cent de capitaux propres d'ici 2027 d'une façon permettant de maintenir les tarifs bas et stables pour les gens du Nouveau-Brunswick, et chacune de ses décisions doit être prise dans cette perspective.
- Les règlements en place relativement aux émissions de gaz à effet de serre présentent des répercussions financières importantes pour les Néo-Brunswickois.
  - Les répercussions financières de l'élimination progressive du charbon en 2030 mettent en lumière la nécessité de conclure, avec le gouvernement fédéral, un accord d'équivalence afin d'atteindre des cibles semblables ou supérieures à celles de la politique du gouvernement fédéral dans le but de réduire les émissions de la production au charbon sans créer un lourd fardeau financier ni ajouter des coûts pour les Néo-Brunswickois.
  - La mise en œuvre d'un accord d'équivalence et du plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick pourrait permettre aux Néo-Brunswickois d'économiser plus de 1,5 milliard de dollars au cours des 20 prochaines années, tout en atteignant les cibles de réduction des émissions de carbone et en satisfaisant toutes les exigences législatives.
- Des investissements sont de mise pour une production auxiliaire sur l'île Grand Manan.
- La prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside après sa date de fermeture prévue est la solution la plus économique pour répondre aux exigences en matière d'énergie et de capacité et permet une réduction importante des émissions comparativement au charbon ou au mazout tout en garantissant un approvisionnement fiable en électricité.
- La prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose après leur date de fermeture prévue représente la solution la plus économique pour répondre aux besoins en matière de charge de pointe et de réserve, et ces décisions sont appuyées par toutes les analyses de sensibilité.
- Le coût de la production d'énergie éolienne a diminué au cours des dernières années, et 200 MW de production bon marché représente une solution énergétique économique, dans la mesure où Énergie NB trouve une façon rentable d'équilibrer la nouvelle production intermittente.

- Une combinaison de programmes d'efficacité énergétique et de diminution de la demande satisfait les exigences d'énergie et de demande restantes et procure aux Néo-Brunswickois une valeur supplémentaire à long terme, au cours des 20 prochaines années.
- La technologie des PRM pourrait être à la clé d'un réseau d'électricité décarbonisé dans le futur.

Tableau 24 : Plan d'expansion final

Exercice financier	Plan intégré	Fermeture prévue
En cours	Éconergie NB (de 420 à 476 MW)	
2021	Projets du Programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (78 MW)	Milltown (3 MW)
2022	Production intégrée (20 MW)	
…	…	…
2025		Grandview (95 MW)
2026	Nouvelle turbine LM2500 à Grand Manan (23 MW)	Grand Manan (29 MW)
2027	Prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside (277 MW)	
…	…	…
2031	Prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose (496 MW)	
…	…	…
2033	Atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac (668 MW) Nouvelle installation éolienne (200 MW)	
…	…	…
2038	Réponse à la demande industrielle (90 MW)	Bayside (277 MW)
2039	Remplacement à l'identique de la centrale de Point Lepreau (670 MW)	Point Lepreau (670 MW)

14.1 Plan d'action pour les trois prochaines années

Voici le plan d'action recommandé pour les trois prochaines années :

1. Continuer d'appuyer le gouvernement du Nouveau-Brunswick dans l'élaboration d'un plan sur le carbone conçu ici et d'un accord d'équivalence qui permette l'utilisation réduite du charbon à la centrale de Belledune jusqu'à sa fermeture prévue en décembre 2040.
    - Cette mesure garantira l'atteinte de cibles d'émissions de carbone équivalentes (ou inférieures) et permettra aux Néo-Brunswickois d'économiser plus de 1,5 milliard de dollars au cours des 20 prochaines années, tout en satisfaisant toutes les exigences législatives.

2. Continuer de travailler sur des projets de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle et des projets de production intégrée.
   - En se concentrant sur ces projets, Énergie NB continuera d'atteindre des cibles d'énergie renouvelable et pourra profiter de nouvelles occasions de collaboration et de partenariat avec les Néo-Brunswickois, y compris les Premières Nations.
3. Continuer de centrer les efforts sur les programmes d'Éconergie NB, y compris le réseau intelligent, les solutions intelligentes et les habitudes intelligentes.
   - Le Plan intégré des ressources recommande qu'Énergie NB mette en œuvre un programme souple d'efficacité énergétique dont les économies sur la demande varient de 420 MW à 476 MW d'ici 2040.
4. Entamer la planification du remplacement de la capacité de production sur l'île Grand Manan pour 2026.
5. Actualiser les plans d'entretien des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose dans les budgets et les prévisions à venir afin de prolonger leur durée de vie utile.

15 Annexes

15.1 Annexe 1 : Hypothèses

Catégorie	Hypothèses sous-jacentes du Plan intégré des ressources 2020
Pandémie mondiale de COVID-19	• La pandémie mondiale de COVID-19 est une situation très grave sans précédent dans notre histoire qui touche des milliards de gens partout dans le monde. • Bien que la nouvelle normalité reste à venir, on croit actuellement que les répercussions de cette pandémie seront relativement brèves dans le contexte d'une vision de 20 ans.
Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre	• Le règlement repose sur le système fédéral de tarification fondé sur le rendement pour les grands émetteurs. • Le plan sur le carbone conçu au Nouveau-Brunswick est également pris en compte dans l'analyse.
Élimination progressive du charbon	• Il existe, pour le Nouveau-Brunswick, un accord d'équivalence permettant l'utilisation continue du charbon à des niveaux de rendement réduits jusqu'en 2040.
Structure financière mandatée	• Il faut mettre en place une structure financière constituée d'au moins 20 pour cent de capitaux propres d'ici 2027.
Hypothèses économiques	• L'indice des prix à la consommation de 2 pour cent est fondé sur le *Rapport sur la politique monétaire* de la Banque du Canada d'avril 2019. • L'indice des prix à la construction est de 3,2 pour cent pour les projets hydroélectriques et de 3,6 pour cent pour tous les autres projets de production selon l'analyse des tendances historiques du *Handy Whitman Bulletin* numéro 189. • Le taux de change à long terme est de 1,21 $ (USD/CAN) selon les données liées aux taux trimestriels/prévisions du Conference Board du Canada d'avril 2019. • Le taux de financement de la dette à long terme est de 5,25 pour cent selon une analyse des taux de financement public (3,70 pour cent pour les taux des obligations à long terme, jusqu'à 90 points de base, et commission de garantie provinciale de 0,65 pour cent). • On estime que le rendement des capitaux propres d'Énergie NB équivaut au taux de financement de la dette de 5,25 pour cent. • Le coût moyen pondéré du capital est de 5,25 pour cent 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.
Prévisions relatives aux prix du marché des combustibles et de l'électricité	• Les prix du marché à court terme des combustibles et de l'électricité sont fondés sur le budget 2021 d'Énergie NB. • Les prévisions à long terme des prix du marché des combustibles et de l'électricité sont fournies par Energy Ventures Analysis Inc.

Catégorie	Hypothèses sous-jacentes du Plan intégré des ressources 2020
Prévisions des charges dans la province	• Ces prévisions reposent sur les prévisions des charges d'Énergie NB pour 2020-2030 réalisées en 2019.
Charge d'exportation	• On présume que les contrats d'exportation fermes seront maintenus. • D'autres exportations éventuelles 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.
Critères de réserve – Planification de la capacité	• La réserve minimale est de 20 pour cent selon le 2019 Maritimes Area Comprehensive Review of Resource Adequacy publié par le Northeast Power Coordinating Council.
Ressources de production	• Les centrales existantes demeurent en fonction jusqu'à leur date de fermeture prévue. • Le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac se déroulera de 2027 à 2032, et seulement cinq ou six unités seront disponibles pendant cette période. • Les centrales hydroélectriques devraient être remplacées à l'identique à leur fermeture, exception faite de la centrale de Milltown, qui sera fermée en 2021. • La capacité de la centrale de Point Lepreau et l'énergie qu'elle produit seront remplacées à l'identique après sa date de fermeture prévue en 2040. • On suppose que les EAE renouvelables seront prolongées, à des tarifs réduits, si les ressources concernées sont techniquement en mesure de produire de l'électricité de manière fiable. • On estime que 78 MW en énergie renouvelable des programmes de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle seront raccordés au réseau en 2021. • Il y aura ajout de 20 MW provenant d'une production intégrée d'ici 2022.
Ressources d'approvisionnement	• Les options et les coûts d'approvisionnement sont fournis par Hatch Ltd. et les données d'Énergie NB. • L'analyse de recevabilité repose sur les profils d'émissions, les caractéristiques de distribution et les données sur l'efficience.

Catégorie	Hypothèses sous-jacentes du Plan intégré des ressources 2020
Éconergie NB	• Trois scénarios concernant l'efficacité énergétique ainsi que des programmes facultatifs de réponse à la demande sont fournis par Dunsky Expertise en énergie. • Le projet d'infrastructure de mesure avancée (compteur intelligent) est approuvé. • Les effets de la mise en œuvre du réseau intelligent et des solutions intelligentes sont inclus dans le scénario de base.

15.2 Annexe 2 : Considérations entourant le statut des politiques et des règlements

Considérations relatives aux politiques ou règlements	État
Loi sur l'électricité	
Plan intégré des ressources **100**(1) Conformément au paragraphe (4), la Société soumet à l'approbation du Conseil exécutif un plan intégré des ressources qui couvre une période de planification d'au moins vingt ans et qui renferme notamment :	
a) ses prévisions de charge pour la période de planification	Fournies à la section 7, Prévision des charges, et à l'annexe 4, Détails des prévisions de la charge.
b) les plans de gestion de la demande et les plans d'efficacité énergétique qu'elle a examinés et ceux qu'elle a retenus	Fournis à la section 12, Analyse et résultats.
c) les options liées à l'approvisionnement qu'elle a examinées et celles qu'elle a retenues	Fournies à la section 10, Ressources d'approvisionnement.
d) les conséquences prévues que pourraient entraîner à l'égard de la charge les plans de gestion de la demande et les plans d'efficacité énergétique qu'elle a retenus	Fournies à la section 12.3.3, Optimisation du portefeuille de gestion axée sur la demande.
e) les incidences pécuniaires résultant des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique et des options liées à l'approvisionnement qu'elle a retenues, projetées sur les dix premières années couvertes par le plan intégré des ressources	Fournies à la section 12.3.3, Optimisation du portefeuille de gestion axée sur la demande.
f) les hypothèses clés sur lesquelles elle s'est fondée pour élaborer le plan intégré des ressources	Fournies à l'annexe 1, Hypothèses.
g) une description des consultations qu'elle a menées auprès des parties intéressées au cours de l'élaboration du plan intégré des ressources	Fournie à la section 3, Participation des intervenants.
h) tous autres renseignements qu'elle estime pertinents ou que la Commission lui a ordonné de fournir en vertu du paragraphe (3)	Fournis aux sections suivantes : • section 12.3.1, Prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside • section 4.3, *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre* • section 12.5, Analyse de la réglementation sur les gaz à effet de serre.

Considérations relatives aux politiques ou règlements	État
100(2) Sous réserve de toute modification demandée en vertu du paragraphe (7), la Société élabore le plan intégré des ressources conformément aux principes du service au moindre coût, de la durabilité économique et environnementale et de la gestion des risques.	Fournis à la section 12, Analyse et résultats.
100(3) La Commission peut, de sa propre initiative, ordonner à la Société de fournir des renseignements supplémentaires dans tout plan intégré des ressources que celle-ci soumettra par la suite à l'approbation du Conseil exécutif en vertu du paragraphe (1).	Fournis aux sections suivantes : • section 12.3.1, Prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside • section 4.3, *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre* • section 12.5, Analyse de la réglementation sur les gaz à effet de serre.
Norme de portefeuille renouvelable	
40 pour cent des ventes totales d'électricité d'Énergie NB dans la province sont de l'électricité issue de ressources renouvelables.	Des dispositions visant à s'en assurer sont comprises dans les modèles détaillés d'optimisation du réseau. Tous les scénarios satisfont les exigences énoncées à la section 4.2, *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables – Loi sur l'électricité*.

15.3 Annexe 3 : Paramètres de projets et de coûts d'exploitation

							Coût moyen actualisé de l'électricité – CMAE (en $/MWh)						
								Operating Costs					
Projet	**Capacité nette (en MW)**	**Facteur de capacité (en %)**	**Coûts d'immobilisations en service (en $/KW)**	**Durée de vie prévue (en années)**	**Coût thermique représentatif (BTU/KWh)**	**Intensité d'émission de CO_2 (t/MWh)**	Capital	**Combustible**	**Coûts de fonctionnement et d'entretien variables**	**Coûts de fonctionnement et d'entretien fixes**	**Coûts du CO^2**	**Coût de fonctionnement total**	**CMAE total**
Turbine à gaz à cycle simple – rendement élevé	100	5,0 %	1 735	25	9 639	0,511	288,15	103,77	5,27	40,05	27,46	176,55	464,70
Turbine à gaz à cycle simple – rendement moyen	95	5,0 %	1 275	25	11 329	0,601	211,83	121,96	19,46	35,94	32,27	209,64	421,47
Petite turbine à gaz à cycle simple – carburant diesel	23	5,0 %	1 448	25	10 485	0,880	240,47	237,09	5,01	38,05	5,08	285,23	525,70
Grande centrale à cycle combiné – Gaz	432	80,0 %	1 906	25	6 635	0,352	19,79	71,43	4,37	2,49	18,90	97,19	116,97
Petite centrale à cycle combiné – Gaz	122	80,0 %	2 424	25	7 241	0,384	25,17	77,95	4,80	3,69	20,63	107,07	132,24
Microturbines	1	80,0 %	5 315	25	6 100	0,324	55,17	105,17	30,03	10,71	17,38	163,30	218,47
Piles à combustible au gaz naturel	1	80,0 %	13 116	20	7 980	0,423	153,38	132,61	0,00	85,93	21,71	240,25	393,63
Énergie de la biomasse	14	80,0 %	6 814	25	8 163	0,000	70,72	107,83	5,25	10,71	0,00	123,80	194,52
Combustion de biomasse en lit fluidisé bouillonnant	50	80,0 %	5 993	35	12 315	0,000	53,89	167,26	8,29	23,66	0,00	199,21	253,10
Déchets urbains solides	5	80,0 %	14 742	35	16 608	0,000	132,55	0,00	13,19	89,27	0,00	102,46	235,02
Énergie géothermique	30	85,0 %	7 201	30	0	0,000	64,71	0,00	18,83	37,73	0,00	56,56	121,27
Accumulation d'air comprimé	100	16,8 %	2 583	25	0	0,000	128,07	0,00	87,18	14,09	0,00	101,27	229,34
Énergie nucléaire	745	87,0 %	8 682	30	11 000	0,000	76,23	5,96	5,65	28,83	0,00	40,44	116,67
Petite centrale éolienne	5	45,0 %	2 684	30	0	0,000	45,57	0,00	12,55	27,07	0,00	39,63	85,19
Grande centrale éolienne	100	45,0 %	1 755	30	0	0,000	29,79	0,00	12,55	19,11	0,00	31,66	61,46
Très petite centrale photovoltaïque	1	17,6 %	2 780	30	0	0,000	120,65	0,00	12,55	13,84	0,00	26,40	147,05
Petite centrale photovoltaïque	5	17,6 %	2 193	30	0	0,000	95,18	0,00	12,55	13,84	0,00	26,40	121,58
Grande centrale photovoltaïque – Immobile	25	17,6 %	1 935	30	0	0,000	84,01	0,00	12,55	13,84	0,00	26,40	110,40
Grande centrale photovoltaïque – Suiveur	25	21,3 %	2 100	30	0	0,000	75,32	0,00	12,55	11,44	0,00	23,99	99,31
Centrale hydroélectrique à réserve pompée	100	41,4 %	8 629	60	0	0,000	131,13	0,00	10,67	24,77	0,00	35,44	166,57
Petite centrale hydroélectrique	20	35,0 %	6 334	50	0	0,000	117,56	0,00	0,00	56,51	0,00	56,51	174,06
Énergie houlomotrice	10	25,0 %	13 566	20	0	0,000	507,67	0,00	11,75	171,02	0,00	182,77	690,44
Énergie marémotrice	50	35,0 %	10 545	20	0	0,000	281,85	0,00	0,00	134,13	0,00	134,13	415,99
Centrale hydroélectrique – Grand-Sault	100	36,4 %	5 317	50	0	0,000	95,00	0,00	0,00	6,53	0,00	6,53	101,53
Achats par interconnexion	350	50,0 %	0	25	10 000	0,000	0,00	72,76	0,00	21,18	0,00	93,94	93,94
Prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose	496	5,0 %	387	25	12 000	1,007	64,29	271,35	0,00	9,55	24,53	305,43	369,72
Système de stockage d'énergie par batteries au lithium-ion (5 MW/20 MWh/4 heures)	5	14,2 %	3,975	10	0	0,000	419,86	0,00	58,89	4,48	0,00	63,38	483,24
Système de stockage d'énergie par batteries au lithium-ion (1 MW/4 MWh/4 heures)	1	14,2 %	5,625	10	0	0,000	594,14	0,00	58,89	19,80	0,00	78,69	672,83
Système de stockage d'énergie par batteries au lithium-ion (5 MW/2,5 MWh/30 minutes)	5	1,8 %	1,325	10	0	0,000	1,119,63	0,00	58,89	31,28	0,00	90,17	1,209,81
Système de stockage d'énergie par batteries au lithium-ion (20 MW/10 MWh/30 minutes)	20	1,8 %	988	10	0	0,000	834,44	0,00	58,89	8,31	0,00	67,21	901,65
Système de stockage d'énergie par batteries rédox (5 MW/20 MWh/4 heures)	5	11,7 %	4,450	20	0	0,000	356,84	0,00	77,38	6,18	0,00	83,56	440,40
Système de stockage d'énergie par batteries rédox (1 MW/4 MWh/4 heures)	1	11,7 %	5,875	20	0	0,000	471,11	0,00	77,38	26,30	0,00	103,68	574,79
Système de stockage d'énergie par batteries rédox (5 MW/40 MWh/8 heures)	5	23,3 %	7,350	20	0	0,000	294,69	0,00	77,38	3,66	0,00	81,05	375,74

Système de stockage d'énergie par batteries rédox (1 MW/8 MWh/8 heures)	1	23,3 %	6,000	20	0	0,000	240,56	0,00	77,38	13,72	0,00	91,11	331,67

15.4 Annexe 4 : Détails sur la prévision des charges dans la province

	Avant que les effets d'Éconergie NB se fassent sentir	
	Énergie (en GWh)	Demande (en MW)
2021	14 446	3 142
2022	14 584	3 152
2023	14 770	3 178
2024	15 099	3 202
2025	15 195	3 210
2026	15 266	3 219
2027	15 360	3 228
2028	15 426	3 235
2029	15 506	3 242
2030	15 565	3 250
2031	15 603	3 254
2032	15 700	3 263
2033	15 798	3 272
2034	15 897	3 282
2035	15 996	3 291
2036	16 096	3 301
2037	16 196	3 311
2038	16 297	3 320
2039	16 399	3 330
2040	16 501	3 340

15.5 Annexe 5 : Petits réacteurs modulaires

Les petits réacteurs modulaires constituent la prochaine génération de technologie nucléaire. Les divers modèles vont d'une production de 1 à 300 mégawatts et visent diverses utilisations finales. Les unités peuvent être construites et expédiées vers les endroits où elles seront assemblées.

Les petits réacteurs modulaires avancés à spectre rapide utilisent un autre liquide de refroidissement que l'eau, comme des sels fondus ou du sodium. Ils présentent des caractéristiques de sécurité inhérentes, une conception plus simple, un coût inférieur, une capacité de recycler leur combustible irradié et une capacité à suivre la charge variable intermittente provenant de sources d'énergie renouvelables. Bien que les réacteurs nucléaires classiques ne produisent pas beaucoup de déchets à haute radioactivité puisqu'il s'agit d'une source d'énergie à haute densité, les réacteurs avancés à spectre rapide peuvent quant à eux recycler leur combustible irradié et produire considérablement moins de déchets à haute radioactivité que les réacteurs classiques.

En 2018, le ministère des Ressources naturelles a réuni des représentants des provinces, des territoires et des services publics intéressés afin de discuter de la façon dont le Canada pourrait profiter de l'occasion pour agir comme un chef de file sur les marchés intérieurs et internationaux émergents relativement aux petits réacteurs modulaires. Énergie NB et le ministère de l'Énergie et des Mines du Nouveau-Brunswick ont participé à cet exercice d'élaboration d'une feuille de route pancanadienne pour les petits réacteurs modulaires[67]. Les discussions avec nos homologues de l'industrie et les organismes fédéraux se poursuivent afin de faire progresser le projet de plan d'action lié aux petits réacteurs modulaires.

Afin de tirer profit des possibilités émergentes, le gouvernement du Nouveau-Brunswick, par l'intermédiaire de la Société de solutions énergétiques du Nouveau-Brunswick, a contribué à l'établissement d'un groupe de recherche sur les petits réacteurs modulaires avancés. Cette collaboration l'a mené à établir une relation avec deux fournisseurs de petits réacteurs modulaires très prometteurs.

Dans le cadre des activités liées au groupe de recherche et développement, les fournisseurs de petits réacteurs nucléaires :

- embauchent du personnel pour leurs bureaux situés à Saint John

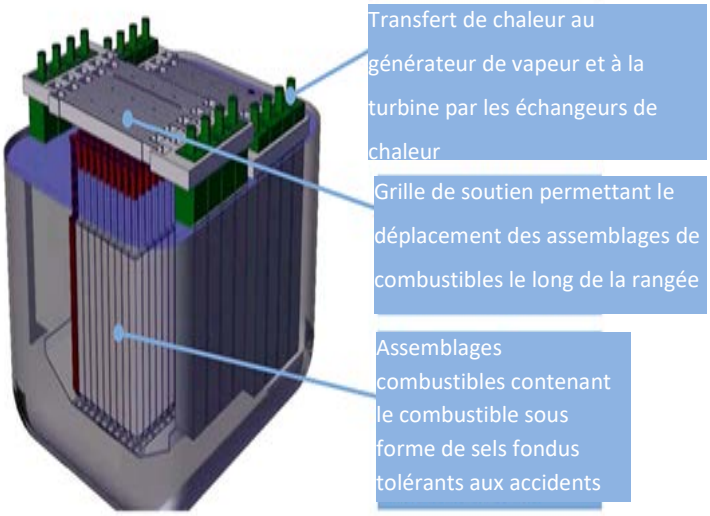
[67] « Appel à l'action : Feuille de route des petits réacteurs modulaires », Association nucléaire canadienne, novembre 2018, https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/11/SMRroadmap_EN_nov6_Web-1.pdf.

- travaillent avec l'Université du Nouveau-Brunswick à l'établissement de postes de présidence et d'un programme, et élaborent des plans de recherche et développement aux fins de mise en œuvre au sein du Centre for Nuclear Energy Research/de l'Université du Nouveau-Brunswick
- progressent dans la définition de leur concept en matière de petits réacteurs modulaires
- progressent dans les phases 1 et 2 de l'examen de la conception de fournisseurs offert par la Commission canadienne de sûreté nucléaire
- participent à des discussions visant à établir une chaîne d'approvisionnement de petits réacteurs modulaires au Nouveau-Brunswick
- participent à des discussions, à l'échelle de la province en vue d'améliorer la compréhension des technologies des petits réacteurs modulaires avancés.

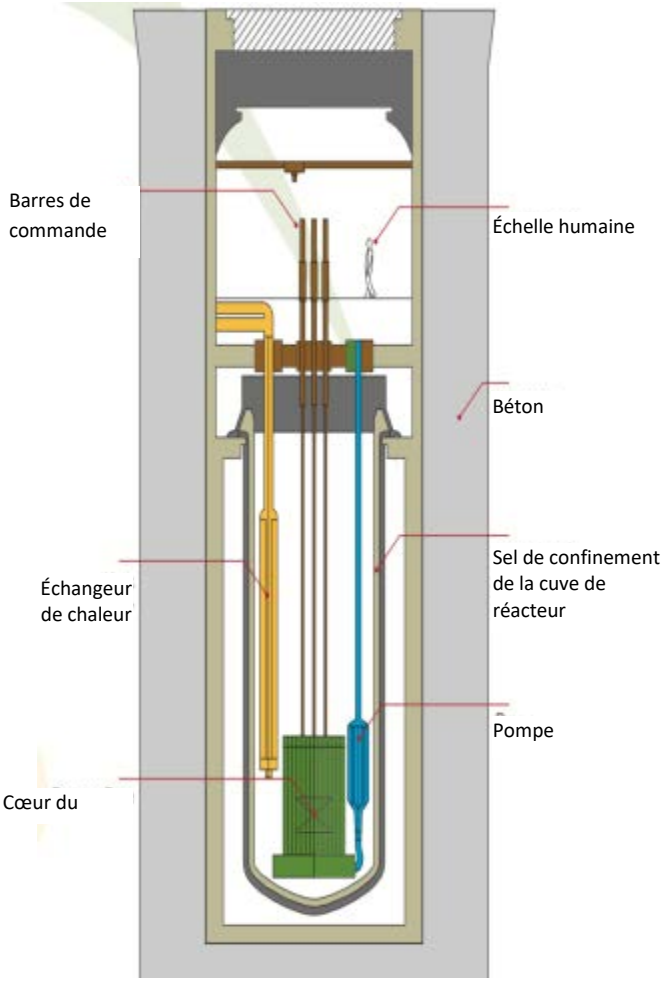
L'initiative des petits réacteurs modulaires avancés pourrait permettre d'assurer aux Néo-Brunswickois un approvisionnement en électricité qui soit sécuritaire, fiable, rentable et propre, et ce, afin d'atteindre les cibles de réduction des gaz à effet de serre et de soutenir les sources d'énergie renouvelable à production intermittente. Les petits réacteurs modulaires offrent au Nouveau-Brunswick l'établissement possible d'un nouveau secteur manufacturier et d'une chaîne d'approvisionnement permettant de fabriquer et de distribuer ces modules, de fournir des services d'ensemble et d'exporter de l'énergie vers des territoires voisins et vers un marché d'exportation assez important.

D'autres détails sur l'initiative des petits réacteurs modulaires sont présentés dans la brochure en ligne « *Alimenter la croissance – Bâtir l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick* », qui se trouve sur le site Web d'Énergie NB[68]. Elle fait partie du dialogue continu qu'entretient Énergie NB avec le public et les Premières Nations.

Figure 29 : Exemple de technologies des petits réacteurs modulaires



[68] « Centrale nucléaire de Point Lepreau », Énergie
https://www.nbpower.com/fr/about-us/in-the-co



Réacteur rapide à sels fondus SSR-W (Stable Salt Reactor-Wasteburner) de Moltex Energy

Conception ARC 100 – Réacteur rapide refroidi au sodium

15.6 Annexe 6 : Comparaison avec le Plan intégré des ressources de 2017

Bien que bon nombre des exigences en matière de processus et de données utilisées dans le cadre de l'élaboration du Plan intégré des ressources de 2020 soient les mêmes que celles utilisées dans le Plan intégré des ressources de 2017, il y a tout de même plusieurs changements dignes de mention. Ces changements sont résumés ci-dessous.

15.6.1 Participation des intervenants

Dans l'esprit de l'amélioration continue, Énergie NB a apporté deux changements au processus de mobilisation du public pour le Plan intégré des ressources de 2020. D'abord, les Néo-Brunswickois ont été invités à formuler leurs commentaires au début du processus. Cela a permis à l'équipe d'Énergie NB d'intégrer ces points de vue aux premières étapes de planification. Ensuite, Énergie NB a mis en œuvre plusieurs nouvelles méthodes créatives pour

mobiliser les Néo-Brunswickois. Grâce à cela, le taux de mobilisation était plus de cinq fois supérieur à celui du Plan intégré des ressources de 2017.

Dans le cadre du processus de mobilisation du public du Plan intégré des ressources de 2020, les Néo-Brunswickois ont fait part des facteurs qui comptent le plus pour eux lorsqu'ils réfléchissent à l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick : l'abordabilité, suivie d'une énergie propre. L'abordabilité s'est classée comme une priorité plus importante selon un rapport de près de deux pour un. Dans le Plan intégré des ressources de 2017, l'énergie propre et l'abordabilité étaient beaucoup plus proches l'une de l'autre dans le classement.

15.6.2 Mandat d'Énergie NB

Dans le cadre de son mandat, Énergie NB continue d'assurer aux Néo-Brunswickois un approvisionnement sécuritaire, fiable et durable en énergie, au plus faible coût possible. Le Plan intégré des ressources de 2020 en a tenu compte. Il avait également pour but de réaliser une structure financière comprenant au moins 20 pour cent de capitaux propres d'ici 2027.

15.6.3 Réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre

La réglementation sur les gaz à effet de serre a fait l'objet d'importantes modifications depuis le Plan intégré des ressources de 2017. Le plan de 2020 a été créé en tenant compte des normes de rendement actuelles selon le plan fédéral tenant lieu de filet de sécurité. Lorsqu'Énergie NB a conçu le Plan intégré des ressources de 2017, les règlements fédéraux n'étaient pas tout à fait au point et les règlements proposés à ce moment-là ont été utilisés dans le cadre de l'analyse de sensibilité.

La réglementation fédérale sur le charbon comprend une disposition permettant aux différentes provinces de négocier des accords d'équivalence pour autoriser l'utilisation continue du charbon comme source de combustible aux fins de production d'électricité au-delà de 2030. Le Plan intégré des ressources de 2020 prévoit la conclusion, avec le gouvernement fédéral, d'une entente d'équivalence qui permettrait à la centrale de Belledune de fonctionner au charbon jusqu'à sa date de fermeture, prévue pour décembre 2040. Dans le Plan intégré des ressources de 2017, la réglementation fédérale sur le charbon alors en vigueur limitait l'utilisation de charbon à 50 années à compter de la date de mise en service, ce qui permettait à la centrale de Belledune de fonctionner au charbon jusqu'en 2043. Ces règlements sur les gaz à effet de serre prévoient une diminution à 63 Mt - soit 15 pour cent de moins - dans le Plan intégré des ressources de 2020 par rapport aux 74 Mt du Plan intégré des ressources de 2017 pour la même période.

15.6.4 Installations de production existantes

Depuis le Plan intégré des ressources de 2017, Énergie NB a acheté la centrale électrique de Bayside (mars 2019). En 2017, le service public a conclu une entente d'achat d'énergie pour une partie de la production de la centrale. Cette entente devait arriver à échéance, et la fermeture de la centrale était prévue pour 2026.

Il a récemment été décidé de fermer, en novembre 2020, la centrale de Milltown. Cette fermeture n'était pas prévue dans le Plan intégré des ressources de 2017.

15.6.5 Éconergie NB

Dans le Plan intégré des ressources de 2020, les parties du plan Éconergie NB portant sur le réseau intelligent et les solutions intelligentes figuraient dans les hypothèses de base, puisqu'elles ont été intégrées aux principales activités d'Énergie NB pendant les dernières années. Le Plan intégré des ressources de 2017 considérait Éconergie NB comme une solution de substitution aux options d'approvisionnement traditionnelles et l'analysait selon ce point de vue, c'est-à-dire qu'il présentait tant des perspectives l'intégrant que d'autres qui n'en tenaient aucun compte.

15.6.6 Ressources d'approvisionnement

Les solutions de production de rechange examinées dans le Plan intégré des ressources de 2020 correspondent à celles examinées dans le plan de 2017, sauf pour deux différences notables. D'abord, le coût actualisé de l'énergie éolienne a considérablement chuté comparativement aux autres solutions étudiées. Cela s'explique par les améliorations technologiques, qui se traduisent par une durée de vie utile plus longue et des facteurs de capacité plus élevés.

Le Plan intégré des ressources de 2020 comprend également de nouvelles solutions de rechange en matière de stockage dans des batteries. À l'heure actuelle, toutefois, celles-ci ne sont pas concurrentielles comparativement aux autres ressources. La valeur de ces options devrait augmenter à mesure que la technologie progressera et que le réseau intelligent du Nouveau-Brunswick se développera.

15.6.7 Analyse

Énergie NB a apporté plusieurs améliorations à son analyse dans le cadre du Plan intégré des ressources de 2020. Le présent plan présente les concepts de coût moyen actualisé de capacité et de coût moyen actualisé du stockage afin de faciliter l'analyse des ressources de production du côté de l'offre. Le Plan intégré des ressources de 2017 utilisait seulement le coût moyen actualisé de l'énergie dans le cadre de son analyse des options possibles de production.

La période à l'étude pour le Plan intégré des ressources a été réduite de 25 ans au délai exigé prescrit par la loi de 20 ans. L'utilisation d'une période d'étude plus courte aide à se concentrer

sur les problèmes et les difficultés les plus pressants auxquels Énergie NB est confrontée, par exemple l'équivalence.

Les décisions clés à court terme concernant la prolongation de la vie utile de centrales ont été analysées plus explicitement dans le Plan intégré des ressources de 2020. Cela comprend des analyses détaillées de la prolongation de la vie utile des centrales de Bayside, de Millbank et de Sainte-Rose, notamment de scénarios de rechange dans lesquels la vie utile des centrales ne serait pas prolongée.

Les programmes de gestion axée sur la demande sont optimisés : trois scénarios qui fournissent des économies sur la demande de l'ordre de 420 à 531 MW d'ici 2040 sont analysés. Les scénarios de gestion axée sur la demande utilisés dans le plan de 2020 ont été légitimés dans une étude de potentiel menée en 2019, ce qui a permis une meilleure optimisation des programmes. En 2017, un niveau de gestion axée sur la demande (permettant des économies sur la demande de l'ordre de 620 MW d'ici 2042) a été pris en compte dans le scénario de base, et d'autres options ont été explorées dans le cadre d'une analyse de sensibilité.

15.6.8 Conclusions

Voici les principaux résultats du Plan intégré des ressources de 2020 :

- la prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside
- la prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose
- la poursuite des programmes de gestion axée sur la demande à l'intérieur de la plage définie de 420 à 476 MW, afin de laisser une certaine marge de manœuvre dans le cadre du plan Éconergie NB dans le futur
- la négociation réussie d'un accord d'équivalence visant à continuer d'utiliser le charbon au-delà de 2030 est cruciale, puisqu'un tel accord procurerait les mêmes réductions d'émissions que si le charbon était graduellement abandonné d'ici 2030, mais serait beaucoup plus abordable pour les Néo-Brunswickois

Le Plan intégré des ressources de 2017 n'envisageait pas la prolongation de la vie utile de la centrale de Bayside, puisque sa date de fermeture était prévue pour 2026 et qu'Énergie NB ne possédait pas l'installation et n'avait pas accès, à ce moment-là, aux données du propriétaire permettant d'évaluer la viabilité d'une prolongation de sa vie utile. La prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose avait été recommandée, tout comme la poursuite du plan Éconergie NB. En 2017, un accord d'équivalence concernant la centrale de Belledune n'avait pas été envisagé, puisque les règlements à ce moment-là limitaient l'utilisation du charbon à 50 années à partir de la date de mise en service de la centrale, plutôt que jusqu'en 2030. Dans le Plan intégré des ressources de 2020, les émissions cumulatives de gaz à effet de serre s'élèvent

à 63 Mt, soit une réduction de 15 pour cent comparativement aux 74 Mt du Plan intégré des ressources de 2017 pour la même période.