



---

**PLAN  
INTEGRÉ  
DES RESSOURCES**

---

2017



**Énergie NB Power**



## TABLE DES MATIÈRES

1.	À NOS CLIENTS .....	1
2.	INTRODUCTION.....	2
2.1.	Contexte.....	4
2.2.	Processus du PIR .....	5
2.3.	Fondement du PIR .....	8
2.4.	Transformation de l'électricité .....	10
3.	SOMMAIRE EXÉCUTIF .....	14
4.	NOTRE SITUATION .....	16
5.	RÉSEAU EXISTANT .....	19
5.1.	Prévision des charges.....	19
5.2.	Ressources de production .....	23
5.3.	Transport et interconnexions .....	26
5.4.	Équilibre de la charge et des ressources .....	32
5.5.	Considérations en matière d'environnement et de développement durable .....	35
5.5.1.	Pilier de l'électricité durable.....	36
5.5.2.	Pilier « Société » de l'énergie durable .....	37
5.5.3.	Pilier « Économie » de l'électricité durable .....	39
5.6.	Norme de portefeuille renouvelable .....	40
5.7.	Prévision du prix des combustibles .....	42
5.8.	Paramètres économiques et financiers à long terme .....	45
5.8.1.	Introduction générale .....	45
5.8.2.	Indice des prix à la consommation .....	45
5.8.3.	Indice des prix à la construction .....	46
5.8.4.	Taux de change .....	47
5.8.5.	Coût moyen pondéré du capital .....	47
6.	OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT .....	49
6.1.	Options d'approvisionnement traditionnelles .....	49
6.2.	Production distribuée individuelle et communautaire .....	51
7.	RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE L'APPROVISIONNEMENT.....	55
7.1.	Coût moyen actualisé de l'électricité .....	55
7.1.1.	Méthode du coût moyen actualisé de l'électricité.....	55
7.1.2.	Financement privé ou financement public.....	57
7.1.3.	Coût moyen actualisé de l'électricité .....	59
7.2.	Plan d'évaluation pour les options d'approvisionnement .....	60
7.2.1.	Méthodologie du moindre coût.....	61
8.	EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE, GESTION DE LA DEMANDE ET RÉSEAU EFFICACE.....	64
8.1.	Gestion de la demande .....	64
8.2.	Éconergie NB.....	65

8.2.1.	Plan de gestion de la demande pour 2019 à 2021 .....	68
8.2.2.	Au-delà des trois premières années .....	69
9.	SÉANCES DE DIALOGUE COMMUNAUTAIRE.....	71
9.1.	Aperçu du processus de consultation publique – « Notre avenir énergétique NB » ...	71
9.2.	Portée de l’engagement .....	72
9.3.	Résultats de l’engagement en ligne.....	73
9.4.	Résultats des séances d’engagement avec la clientèle .....	75
10.	DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT INTÉGRÉS<0} .....	76
10.1.	Introduction .....	76
10.2.	Approche et méthode d’intégration.....	77
10.2.1.	Hypothèses en matière d’approvisionnement .....	77
10.2.2.	Hypothèses d’Éconergie NB sur la réduction de la demande et de l’énergie .....	78
10.2.3.	Critères de minimisation de l’intégration .....	79
10.3.	Résultats définitifs de l’analyse de l’intégration.....	80
10.4.	Analyse des sensibilités.....	84
10.4.1.	Coûts d’immobilisations .....	85
10.4.2.	Prix des combustibles .....	88
10.4.3.	Sensibilités de la charge.....	91
10.4.4.	Réglementation sur les GES et frais connexes.....	95
10.4.5.	Évaluation des scénarios.....	96
11.	CONCLUSION.....	98
12.	ANNEXES .....	99
	Annexe 1 : Programme d’engagement du public pour le PIR- Rapport final « Ce qui s’est dit »	100
	Annexe 2 : Liste des hypothèses sous-jacentes au PIR.....	138
	Annexe 3 : Prévisions relatives aux prix du combustible et du marché .....	143
	Annexe 4 : Options d’approvisionnement .....	143
	Annexe 5 : Paramètres de projets et de coûts d’exploitation .....	201
	Annexe 6 : Plans d’expansion pour l’analyse des sensibilités .....	202
	Annexe 7 : Glossaire et abréviations .....	208

## 1. À NOS CLIENTS

L'industrie de l'électricité ne cesse d'évoluer. Énergie NB fait partie de ce changement et est actuellement en cours de réinvente ce qui est siècle dernier. Alors que le réseau électrique du Nouveau-Brunswick en est aux premiers stades de changement, Énergie NB veillera à ce que ses clients soient à l'avant-garde de la fiabilité du service tout en assurant une énergie propre et un réseau solide pour les générations à venir.

Énergie NB sait que ses clients recherchent une entreprise de service public durable et ils veulent avoir leur mot à dire au sujet de la planification du réseau. Ce plan intégré des ressources (PIR) a été élaboré en tenant compte des priorités des clients. Ces priorités sont liées à des domaines qui préoccupent nos clients: l'abordabilité; aujourd'hui et demain, l'énergie propre et l'environnement, et le rôle des clients à mesure que de nouvelles options et de nouveaux services sont disponibles aujourd'hui et dans le futur.



Abordabilité



Énergie propre /  
Environnement



Options du client /  
Programmes et services

En même temps, Énergie NB a l'obligation de :

- Livrer de l'énergie sûre et fiable à des tarifs bas et stables
- Atteindre 40 pour cent des ventes d'électricité de sources d'énergies renouvelables d'ici 2020.
- Assurer un plan d'approvisionnement énergétique durable pour notre avenir

Ces obligations sont inscrites dans la *Loi sur l'électricité* et sont donc devenues loi pour Énergie NB. Ces obligations sont également fondamentales pour ce PIR.

Ce PIR est élaboré en tenant compte des priorités des clients qui ont été identifiées grâce aux commentaires du public. Cette contribution a été recueillie lors de trois séances publiques et d'un sondage en ligne ainsi que des observations écrites. Cette rétroaction permettra à Énergie NB de développer des solutions à l'avenir qui répondront aux besoins des clients.

Un résumé de ce qui a été dit lors des séances publiques est fourni à la section 9 - Séances de dialogue communautaire. Un document distinct intitulé « Rapport final Ce qui s'est dit » a également été préparé et se trouve à l'annexe 1 du présent PIR.

## 2. INTRODUCTION

Depuis 1920, Énergie NB fournit au Nouveau-Brunswick un approvisionnement en électricité sûr, fiable et à prix concurrentiel. Au fil des ans, la composition de l'approvisionnement est passée d'un petit cinq mégawatts (MW) dans la centrale hydroélectrique de Musquash à l'un des réseaux les plus diversifiés en Amérique du Nord, comptant actuellement treize centrales alimentées au nucléaire, à l'hydroélectricité, au charbon, au mazout et au diesel, ainsi que des ententes d'achat d'énergie de diverses installations alimentées au gaz naturel et d'énergie renouvelable.

Énergie NB compte plus de 6 800 kilomètres (km) de lignes de transport et plus de 21 000 km de lignes de distribution. Énergie NB s'engage à livrer de l'électricité de façon sécuritaire et fiable à ses 400 000 clients directs et indirects du Nouveau-Brunswick.

Mission, vision et valeurs d'Énergie NB :

MISSION	VISION	VALEURS
Devenir le partenaire de choix de nos clients en matière de solutions énergétiques.	Un approvisionnement énergétique durable pour les générations futures	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sécurité</li><li>• Qualité</li><li>• Diversité</li><li>• Innovation</li></ul>

La mission, la vision et les valeurs définissent la stratégie à long terme d'Énergie NB : La mission décrit l'objectif de l'organisation, tandis que la vision reflète l'avenir souhaité. Les valeurs illustrent ce qui est important pour l'entreprise et comment les employés doivent travailler et se comporter au travail, avec les intervenants tant internes qu'externes, dans la poursuite des activités et l'atteinte de la mission et de la vision de l'entreprise.

Les clients ont toujours été l'essence même de la mission d'Énergie NB et la situation n'a pas changé. Les relations avec les clients et les intervenants évoluent constamment pour rehausser cet objectif. En mettant de l'avant ses valeurs fondamentales - sécurité, qualité, diversité et innovation, Énergie NB deviendra le premier choix de ses clients en matière de solutions énergétiques. Comme le domaine de l'électricité ne cesse d'évoluer, la vision d'Énergie NB reflétera cette nouvelle priorité d'une *énergie durable pour les générations futures*.

Selon la définition de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), les services d'électricité durables sont ceux qui s'affairent à « rechercher des stratégies et des activités progressistes répondant aux besoins d'aujourd'hui tout en améliorant les ressources environnementales, sociales et économiques dont nous aurons besoin dans l'avenir ».<sup>1</sup>

À Énergie NB, la durabilité est prise en compte dans chaque décision et dans chaque plan pour l'avenir. Il s'agit d'équilibrer les efforts visant à fournir de l'électricité à des prix concurrentiels tout en assurant la

<sup>1</sup> <https://electricity.ca/fr/livrer/developpement-durable/programme-electricite-durable/>

santé de l'entreprise à long terme. Il s'agit aussi d'exploiter le pouvoir des sources d'énergie renouvelables et de protéger l'environnement en délaissant les combustibles fossiles.

La durabilité correspond aux objectifs adoptés par Énergie NB à l'échelle de l'entreprise - protéger les tarifs bas, réduire l'empreinte carbone et être responsable devant les collectivités dans lesquelles les employés et les clients travaillent et vivent.

Dans cet esprit, Énergie NB a renouvelé ses efforts sur les trois piliers de la durabilité; l'environnement, la société et l'économie.

Énergie NB s'appliquera à cerner les technologies environnementales novatrices qui sont bénéfiques pour les clients et qui réduiront davantage son empreinte carbone, en continuant à fournir de l'électricité à partir de diverses sources sans émission comme l'éolien, l'hydroélectricité, le nucléaire et autres ressources renouvelables afin d'assurer des tarifs d'électricité stables et un approvisionnement fiable.

Le présent rapport vise à présenter, pour Énergie NB, un plan de transition vers l'électricité durable qui se veut un aperçu de l'avenir et qui tient compte des prévisions, hypothèses et conditions actuelles. C'est un plan à paliers multiples qui intègre ce dont nos clients se soucient le plus: l'abordabilité, l'énergie propre et les options et les services offerts aux individus. Ce plan sera toutefois en constante évolution au fur et à mesure que la situation changera et que de nouvelles occasions d'énergie durable se présentent. Le plan fera l'objet d'un examen triennal pour veiller à ce qu'il tienne compte des plus récents renseignements et des derniers développements dans l'industrie.

Alors que les hypothèses de ce PIR sont fondées sur la meilleure information disponible au moment de la rédaction, une analyse a été effectuée pour saisir les incertitudes associées aux hypothèses majeures. Cette analyse peut être consultée dans la section Analyse de sensibilité de ce rapport.

Dans le cadre de la réglementation sur les gaz à effet de serre (GES), Énergie NB a intégré dans l'analyse de base la conformité à la réglementation fédérale actuelle relative à la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de l'électricité produite des centrales alimentées au charbon. La réglementation actuelle permet aux centrales au charbon existantes de fonctionner jusqu'à leur fin de vie normale. Énergie NB a inclus dans ce rapport une sensibilité qui comprend une tarification du carbone conforme au Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique. Ce prix a ensuite été appliqué à un système de taxe sur le carbone et à un système de plafonnement et d'échange. Une analyse de sensibilité au sujet d'une fermeture précoce des centrales au charbon d'ici 2030 est également comprise dans le rapport PIR.

À mesure que l'orientation sur la stratégie de carbone pour le Nouveau-Brunswick deviendra plus claire, Énergie NB examinera la nécessité d'actualiser le PIR.

## 2.1. Contexte

Énergie NB continue de travailler à la mise en œuvre de trois grandes stratégies soulignées dans son plan stratégique sur 30 ans.

1. **Nous hisser parmi les meilleurs dans notre domaine.** Énergie NB aura pour objectif d'être un exécutant de quartile supérieur par rapport aux autres services publics et entreprises privées de services publics semblables en Amérique du Nord.
2. **Réduire notre dette pour investir dans l'avenir** Réduire systématiquement la dette pour faire en sorte qu'Énergie NB soit dans une position financière pour investir dans la nouvelle production et le transport d'électricité au besoin afin d'assurer la stabilité des tarifs pour le Nouveau-Brunswick.
3. **Réduire et déplacer la demande d'électricité** . Investir dans la technologie, sensibiliser les clients et inciter la consommation qui va réduire et déplacer la demande d'électricité en vue de reporter ou éliminer les prochains investissements dans la production.

Ces stratégies visent à permettre à Énergie NB de remplacer les techniques de production, au besoin, tout en profitant des solutions de production énergétique de l'avenir et en fonctionnant de manière aussi efficace que possible. Elles visent aussi à aider les Néo-Brunswickois à comprendre comment ils peuvent réduire leur consommation d'électricité et modifier leurs habitudes de consommation sans compromettre leur confort personnel.

*La Loi sur l'électricité* exige qu'Énergie NB dépose un Plan intégré des ressources (PIR) qui expose les prévisions relatives à la demande et aux sources d'approvisionnement prévues tous les trois ans, auprès du gouvernement et de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP).

Régie par la CESP, Énergie NB est assujettie à la *Loi sur l'électricité* et est donc tenue d'atteindre les objectifs stratégiques suivants :

- Offrir des tarifs bas et stables;
- assurer la fiabilité du réseau;
- satisfaire aux exigences de la Norme de portefeuille renouvelable (NPR).

Énergie NB est tenue d'établir un plan stratégique, financier et d'immobilisations couvrant les dix prochains exercices et de déposer ce plan chaque année auprès de la CESP. La CESP tiendra compte du PIR avant de rendre une décision concernant toute demande relative à la tarification. Dorénavant, la CESP tiendra également compte du PIR dans l'examen des demandes d'approbation présentées par Énergie NB pour tout projet d'immobilisations de plus de 50 millions de dollars.

Ce PIR honore l'engagement renouvelé d'Énergie NB, soit d'élaborer un plan à long terme qui tient compte des intérêts économiques, environnementaux et sociaux à long terme, ainsi que des diverses préoccupations connexes.

Ce PIR a été élaboré d'après un processus mis en place afin d'obtenir les commentaires des clients et de fournir de l'appui au plan à partir des questions suivantes :

1. **Abordabilité:** Quelles sont vos priorités en matière de tarifs et de remboursement de la dette, investir dans davantage d'options pour les clients, faire la transition vers un avenir énergétique propre et acheter de l'énergie renouvelable auprès d'autres administrations plutôt que de promouvoir l'approvisionnement local?
2. **Énergie propre et environnement** : Quelles sont vos priorités liées à délaisser les combustibles fossiles, à ce qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'énergie propre, à payer plus pour de l'énergie propre et à l'importance que l'électricité consommée au Nouveau-Brunswick soit produite au Nouveau-Brunswick.
3. **Options du client:** Quelles sont vos priorités relativement à Énergie NB offrant des options à ses clients pour mieux gérer leur consommation d'électricité, investissant personnellement dans l'équipement et la technologie pour économiser l'électricité, achetant une voiture électrique, produisant sa propre électricité, participant à un programme de tarif horaire et est-ce la responsabilité d'Énergie NB de gérer la consommation et les coûts de l'électricité.

Cette analyse du PIR fait partie d'un processus continu qui exige des mises à jour périodiques de la charge et des ressources à mesure que la situation change et évolue au fil du temps sur le plan provincial, national et même mondial. Elle reflète l'évolution de l'approche de planification stratégique d'Énergie NB au moment même où l'entreprise entend harmoniser davantage les activités de développement du PIR avec le processus de planification d'entreprise. Les recommandations du PIR s'adapteront en fonction de l'évolution des technologies et des circonstances. Le PIR aidera à définir la vision d'Énergie NB pour l'avenir.

## 2.2. Processus du PIR

Le processus de planification qui englobe l'évaluation de l'approvisionnement et de la demande est un plan intégré des ressources. Ce PIR comporte des stratégies à long terme visant à garantir qu'Énergie NB respecte ses obligations d'approvisionnement d'énergie dans la province, que les règlements sur les ressources renouvelables sont respectés et que les ressources respectent les normes relatives aux émissions atmosphériques. Ces stratégies garantissent une stabilité à long terme, un approvisionnement fiable, l'efficacité économique, la viabilité financière et l'acceptabilité sur le plan environnemental.

L'élaboration de ce PIR a nécessité une analyse en profondeur dans les trois secteurs clés suivants :

1. les considérations relatives à la demande et à l'efficacité énergétique (c'est-à-dire, la réduction et le déplacement de la demande) ainsi que les considérations relatives à l'approvisionnement;
2. la fiabilité et la stabilité des approvisionnements;
3. les considérations relatives aux politiques et règlements.

De la rétroaction externe fait partie intégrante du processus de PIR. Énergie NB a consulté ses partenaires clés – y compris le gouvernement du Nouveau-Brunswick et ses clients et les Premières Nations, – afin d'assurer un approvisionnement d'électricité optimal à long terme pour la province. L'analyse a été menée de manière à assurer un équilibre adéquat entre les trois secteurs clés susmentionnés tout en tenant compte des répercussions sur le plan économique, environnemental et sociétal.

Traditionnellement, les choix relatifs à l'approvisionnement des besoins futurs en électricité étaient fondés sur la rentabilité des options possibles, qui comportent habituellement un vaste éventail de technologies de production traditionnelles, notamment l'hydroélectricité, le nucléaire et la production d'électricité d'origine fossile (charbon, gaz naturel et mazout). La rentabilité est encore un facteur déterminant aujourd'hui, mais, vu l'incertitude de l'approvisionnement des combustibles hydrocarbonés importés et la volatilité des prix des combustibles, ainsi que les exigences environnementales plus rigoureuses (y compris la réglementation sur les gaz à effet de serre [GES] et l'exigence de conformité relative à la Norme de portefeuille renouvelable), des choix de production d'énergie électrique axés davantage sur la protection de l'environnement s'imposent. Le plan doit être réaliste et veiller à ce que toutes les options, y compris les choix plus écologiques, offrent le degré voulu de fiabilité tout en garantissant des coûts raisonnables.

Outre les options d'approvisionnement, une grande attention a été accordée à l'efficacité énergétique et des programmes de gestion de la demande qui aideront à gérer les exigences relatives à la charge dans la province. Ces programmes ont été conçus pour réduire la demande et atteindre le niveau de rentabilité approprié pour les consommateurs du Nouveau-Brunswick. Les programmes de réduction de la demande font partie d'une approche globale appelée l'initiative Éconergie Nouveau-Brunswick ou Éconergie NB. Cette approche se concentre principalement sur la réduction et le déplacement de la demande et comprend des investissements pour moderniser le réseau. Ce dernier permettra l'introduction de nouvelles technologies pour aider les clients à mieux gérer leurs besoins en électricité. La modernisation du réseau permettra ces nouvelles technologies tout en assurant la stabilité du réseau. La modernisation du réseau permettra également à Énergie NB de fonctionner plus efficacement et de fournir une fiabilité accrue et un service amélioré aux clients. Plus d'information sur l'Éconergie NB est fournie dans les sections qui suivent.

Le PIR est le plan à long terme d'Énergie NB qui vise à répondre aux questions suivantes :

1. Quel est l'approvisionnement en électricité actuel et quels sont les coûts de production avec la technologie existante?
2. Quelles sont les répercussions environnementales de la production d'électricité actuelle?
3. Comment pouvons-nous assurer un approvisionnement en électricité fiable, tant aujourd'hui que demain?
4. Dans quelle mesure les changements au sein de la société et de l'industrie se répercuteront-ils sur les besoins futurs en électricité du Nouveau-Brunswick?
5. Quelles sont les nouvelles technologies et techniques qu'Énergie NB peut utiliser afin d'accroître la fiabilité, la durabilité et la rentabilité?

Afin d'élaborer son PIR, Énergie NB suit un processus bien défini et reconnu comme étant la norme dans les services publics. Le diagramme suivant illustre les éléments clés du processus étape par étape utilisé pour répondre aux questions mentionnées précédemment.

**Figure 1 : Processus du PIR**



Le processus du PRI comporte les étapes suivantes :

1. Examiner le réseau actuel et formuler des hypothèses concernant les paramètres correspondants (par exemple le prix des combustibles ou les politiques/règlements futurs).
2. Prendre connaissance de la durée de vie utile des centrales électriques existantes et de la date d'expiration des ententes d'achat d'énergie.
3. Déterminer les prévisions à long terme concernant les besoins de la province en matière d'électricité.
4. Comparer l'approvisionnement à long terme aux besoins à long terme afin de repérer les écarts.
5. Évaluer toutes les options concernant l'approvisionnement et la demande futurs et les classer en fonction des coûts qui y sont associés.
6. S'assurer que les options les plus économiques sont fiables et que la Norme de portefeuille renouvelable est satisfaite. Le cas échéant, retourner aux étapes 3 et 4 pour combler l'écart.
7. 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 déterminer la pertinence de toutes les options relatives à l'approvisionnement et à la demande.

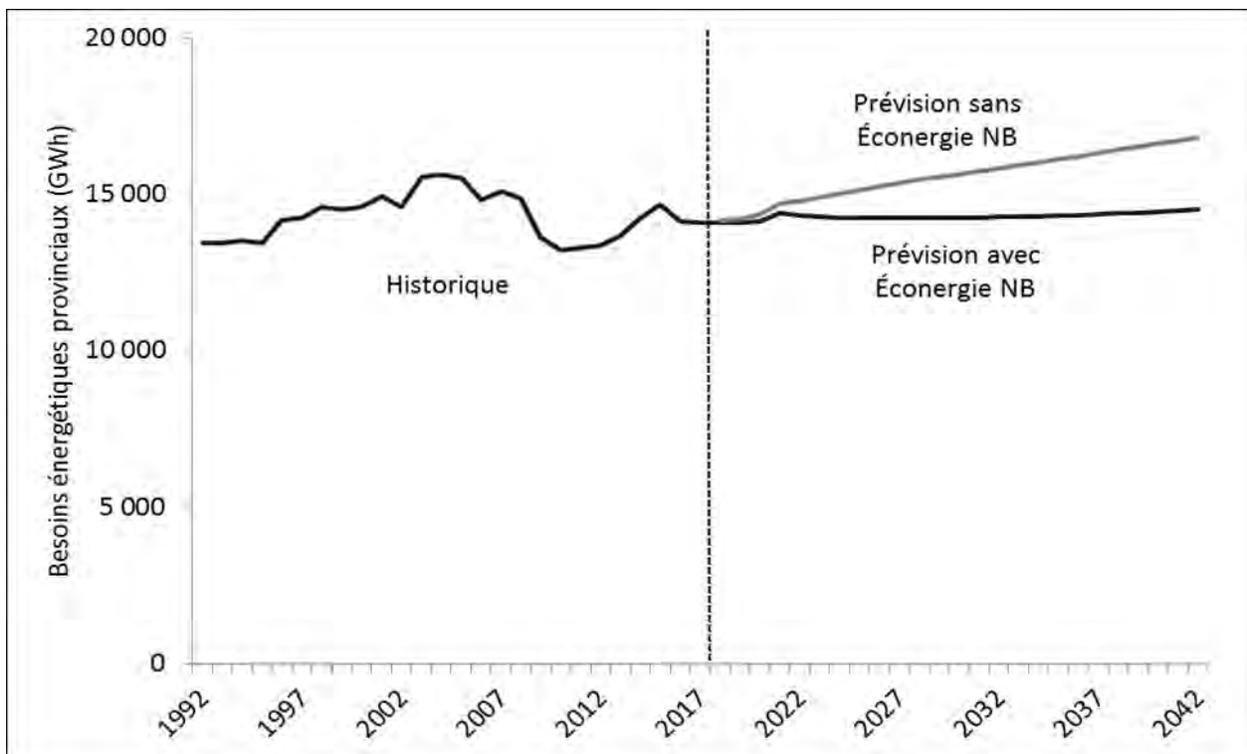
8. Examiner toutes les options cernées dans le cadre du processus de concertation publique, vérifier si elles répondent aux critères de l'étape 6 et, dans l'affirmative, retourner aux étapes 3 et 4 pour combler l'écart.

### 2.3. Fondement du PIR

Le PIR évalue les besoins futurs du Nouveau-Brunswick en matière de demande en fonction de la population, des attentes des clients, des besoins en électricité des foyers et entreprises, tout en faisant la promotion de la croissance économique de la province. Le plan d'expansion le moins coûteux répond aux besoins en électricité de la province, y compris les besoins de puissance de réserve.

Le réseau électrique d'Énergie NB a évolué au même rythme que les besoins en électricité du Nouveau-Brunswick, surtout en ce qui a trait aux changements survenus dans l'industrie. La figure ci-dessous illustre la baisse de la demande en électricité d'Énergie NB pour les périodes de 2008-2009 et 2009-2010. En réponse à cette baisse, Énergie NB a fermé deux installations de production d'énergie, l'une à Grand Lac (en 2010) et l'autre à Dalhousie (en 2012). Il est prévu, avec la baisse de la demande des dernières années, de même que les nouvelles initiatives du programme Réduire et déplacer la demande d'Énergie NB, qu'il faudra très longtemps avant que de nouvelles ressources pour satisfaire à la demande de pointe s'avèrent nécessaires. Le programme de réduction et de déplacement de la demande intitulé Éconergie NB est discuté et évalué dans ce PIR. L'effet potentiel d'Éconergie NB sur les besoins futurs en électricité est également indiqué dans la figure ci-dessous.

**Figure 2 : Historique et prévisions des besoins en électricité futurs du Nouveau-Brunswick**



Au final, Énergie NB a l'obligation de s'assurer d'avoir un approvisionnement en électricité suffisant pour satisfaire aux besoins de ses clients actuels et futurs. En plus de la charge à long terme, le PIR vise aussi à établir un plan de développement qui répond à la *Loi sur l'électricité* et se conforme aux objectifs stratégiques d'assurer des tarifs bas et stables; d'assurer la fiabilité du réseau et de satisfaire aux exigences du PIR.

À court terme, Énergie NB devra, pour limiter ses coûts, optimiser ses installations existantes et utiliser ses interconnexions pour acheter et vendre de l'électricité.

À moyen terme, elle devra se conformer à la Norme de portefeuille renouvelable selon laquelle, d'ici 2020, 40 pour cent des ventes d'électricité dans la province doivent provenir de ressources renouvelables, comme le biogaz, la biomasse, l'énergie solaire, l'hydroélectricité ou l'énergie éolienne ou provenir d'achats d'énergie renouvelable. Créer un réseau plus efficace permettra aussi de satisfaire à la Norme de portefeuille renouvelable au moyen des programmes qui réduisent et déplacent la demande d'Énergie NB.

À long terme, il faudra reconnaître la fin de vie utile des ressources existantes et prendre les mesures voulues pour assurer la fiabilité continue de l'approvisionnement.

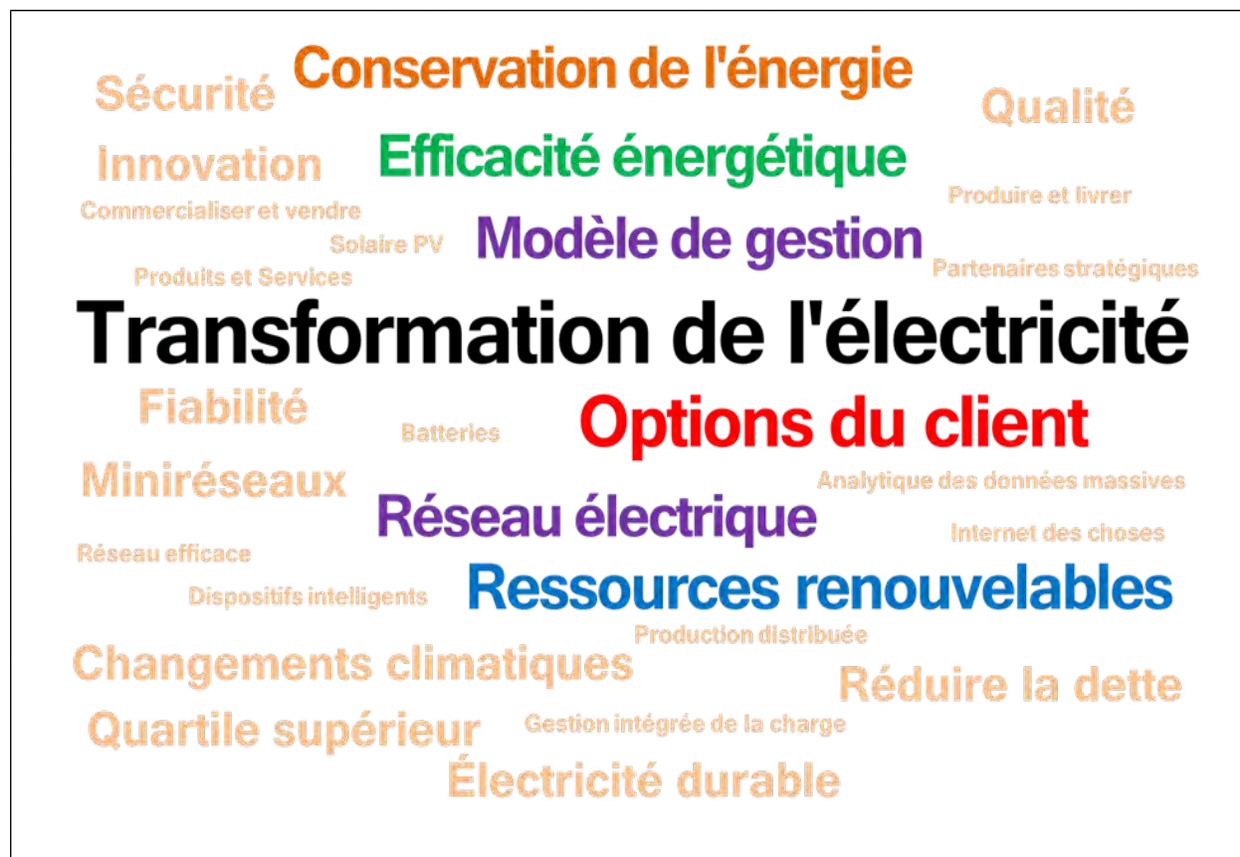
Le présent PIR expose le plan d'expansion le plus abordable en fonction des options relatives à l'approvisionnement et à la demande visant à satisfaire les besoins en matière d'électricité prévus de la province sur une période de 25 ans. Pour satisfaire à cette exigence, diverses options relatives à l'approvisionnement viable, à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande ont été analysées en profondeur et intégrées au plan, au même titre que les ressources d'approvisionnement existantes, de manière à déterminer le plan d'expansion intégré le moins coûteux. Cette décision a été prise à la lumière de la réglementation environnementale et de la volatilité du prix des combustibles. Le plan à long terme qui en a découlé a ensuite été comparé à la vision caractérisée par un approvisionnement en électricité durable, le maintien d'une stabilité des tarifs à long terme et un approvisionnement en électricité fiable pour le Nouveau-Brunswick.

Les résultats et recommandations du PIR qui figurent aux présentes reposent sur diverses hypothèses et prévisions susceptibles d'évoluer au fil du temps. La flexibilité du plan d'expansion à moindre coût est essentielle et les options choisies doivent pouvoir être adaptées à tout changement concernant les hypothèses de base. Une analyse de sensibilité a été effectuée dans le cadre de ce PIR afin de mesurer les répercussions d'un changement dans les paramètres décisifs individuels ainsi que les effets de la modification de plusieurs paramètres simultanément. Cette approche offre une meilleure assurance que le plan d'expansion à long terme demeurera l'option la plus économique même si les conditions devaient changer.

## 2.4. Transformation de l'électricité

Depuis le dernier PIR en 2014, l'industrie mondiale de l'électricité a connu des changements sans précédent. En particulier, le réseau de distribution de l'électricité évolue d'une manière qui est restée la même pendant le siècle dernier. Comme le démontre la figure 3, le lexique dans l'industrie de l'électricité est assez vaste et les réseaux d'électricité deviennent plus complexes, mais un thème a émergé pour aider à expliquer le changement.

Figure 3: La transformation d'Énergie NB



Le principal catalyseur de ce changement est la disponibilité toujours croissante de nouvelles **options pour le client**. Ces options feront partie des choix offerts aux clients pour satisfaire un désir combiné de réduire leurs coûts d'électricité et d'être plus durables sur le plan environnemental tout en assurant un approvisionnement fiable. Avec la présence toujours croissante de nouvelles technologies et la numérisation, Énergie NB prévoit que des choix plus personnalisés seront offerts sur le marché pour nos clients. Énergie NB réfléchit maintenant à de nouvelles façons de favoriser ce nouvel écosystème et cela devient le point de départ de **la transformation électrique**.

Le réseau d'électricité construit au Nouveau-Brunswick est resté pratiquement le même depuis près de 100 ans. Le réseau a commencé à croître au profit de tout le Nouveau-Brunswick à partir de 1920 et aujourd'hui, une solide fondation est en place qui comprend un approvisionnement de production fiable et diversifiée ainsi qu'un réseau de transport et de distribution robuste et stable.

L'électricité est parfois prise pour acquise et souvent peu d'attention est consacrée à la source d'énergie qui sort d'une prise de courant. Le réseau électrique a été conçu comme l'apogée de la commodité, apparemment aussi fiable que le lever et le coucher du soleil.

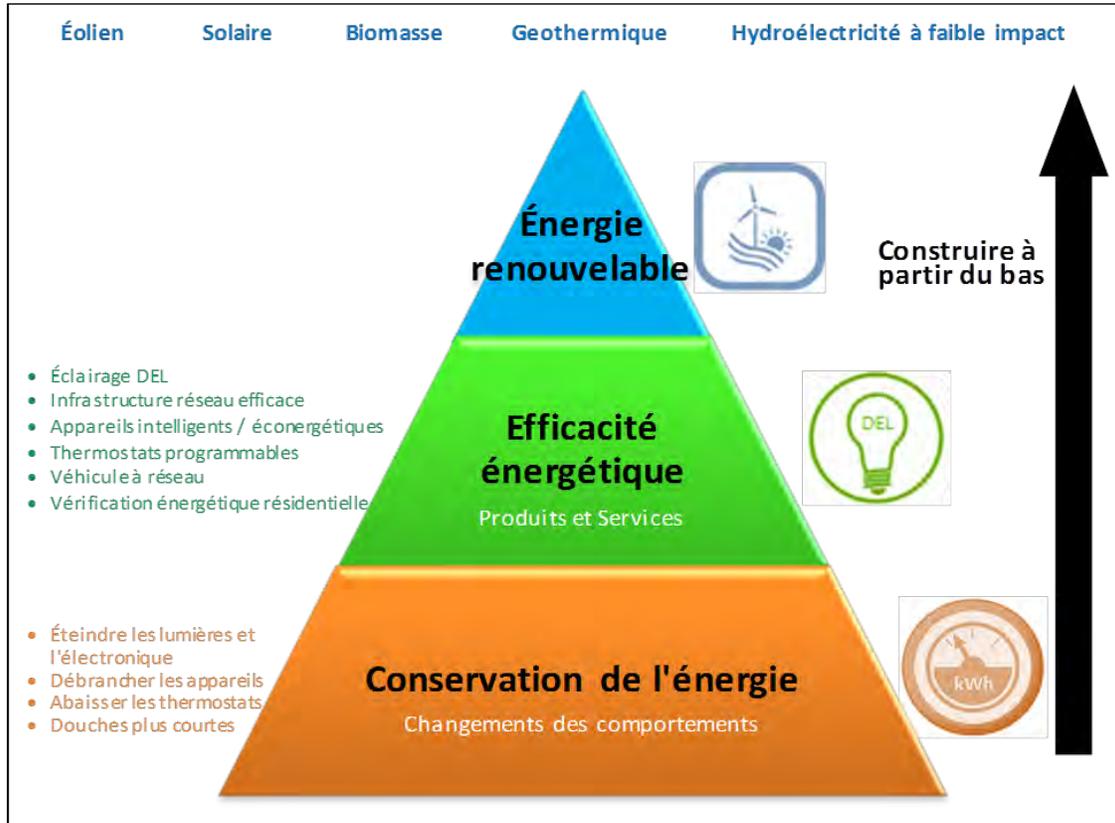
Mais ce qui n'est pas évident, c'est que le réseau électrique qui a été construit au cours des 100 dernières années fonctionne traditionnellement en faisant circuler l'électricité dans une direction; allant des générateurs des centrales, en passant par les réseaux de transport et de distribution et livrés aux foyers et aux entreprises partout au Nouveau-Brunswick. Cependant, alors que les clients commencent à personnaliser leurs besoins en électricité, le flux d'électricité commence à circuler dans la direction opposée. Ce flux d'électricité bidirectionnel peut déstabiliser le réseau de distribution et avoir des conséquences sur la fiabilité. Énergie NB doit donc réfléchir à une nouvelle conception du **réseau électrique**.

Alors que les besoins physiques du réseau électrique doivent changer, le modèle d'affaires doit aussi changer. Aujourd'hui, les activités de production et de distribution d'électricité d'Énergie NB reposent fortement sur la consommation d'électricité des clients. Au fur et à mesure que les clients personnalisent leurs besoins en énergie, cela peut avoir une incidence sur les ventes d'électricité et donc sur les revenus. Cela aura une incidence sur la capacité d'Énergie NB de recouvrer les coûts et de rembourser la dette. Énergie NB doit donc réfléchir à une nouvelle conception du **modèle d'affaires**.

La prise en compte de cette transformation est essentielle dans cette analyse du PIR. La réponse aux changements physiques et d'exploitation du réseau ainsi que les améliorations apportées au modèle d'affaires commencent en assurant une solide fondation qui comprend la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement ainsi que l'intégration de la **conservation rentable, de l'efficacité énergétique et des ressources renouvelables**. Cette fondation comprendra une infrastructure de réseau efficace et une modernisation du réseau qui permettront le développement d'une plateforme commune permettant aux clients de participer et de se connecter pour personnaliser leurs besoins en électricité et pour qu'Énergie NB gère le fonctionnement du réseau afin d'assurer une fiabilité continue au moindre coût. L'initiative d'Énergie NB consiste essentiellement à construire la pyramide énergétique, comme le démontre la page suivante.

La pyramide énergétique est établie de façon ascendante. La fondation de la pyramide est où se trouvent les activités fondamentales des clients qui assurent la consommation d'électricité la plus efficace en fournissant des messages éducatifs aux clients pour les aider à faire des changements de comportement simples. Ceci est suivi par l'introduction de technologies pour aider les clients et les services publics à gérer davantage la demande. Des technologies du réseau efficace ou de modernisation du réseau sont introduites à cette étape ainsi que des produits et services connexes pouvant être offerts aux clients. L'accent est mis sur des mesures de conservation et d'efficacité énergétique rentables qui contribuent à réduire les exigences sur le réseau. Cette activité entraîne des économies de carburant et repousse à l'avenir le besoin de construire de nouvelles ressources de production qui sont à forte intensité de capital. Ces activités aident également à réduire la consommation d'énergie des clients, ce qui se traduit par des économies sur leurs factures mensuelles.

Figure 4 : La construction de la pyramide énergétique



L'élaboration du réseau efficace, aussi appelé modernisation du réseau, est également considérée comme une activité d'efficacité énergétique car il augmente l'efficacité des réseaux de production et de distribution d'électricité grâce à une meilleure utilisation et à une diminution des pertes de transport et de distribution. C'est pourquoi l'élaboration du réseau efficace est parfois appelée «efficacité intelligente» par le American Council for an Energy-Efficient Economy. L'élaboration du réseau efficace a un avantage supplémentaire et important car elle devient un catalyseur pour la prise en compte une augmentation des ressources renouvelables intermittentes telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire, ainsi que le stockage futur de l'électricité. Ceux-ci comprennent des activités d'énergie renouvelable au sommet de la pyramide et sont des activités accessibles à l'entreprise de services publics et au client.

### Éconergie Nouveau-Brunswick

Énergie NB reconnaît que les progrès technologiques changent énormément la façon dont l'énergie est produite, livrée et consommée, et nous devons aussi changer pour offrir à nos clients ce que l'énergie peut offrir de mieux. Énergie NB est également responsable de prévoir les besoins en énergie de notre province et de prendre les mesures appropriées pour fournir de l'énergie durable à tous les Néo-Brunswickois.

Énergie NB met donc en œuvre l'initiative d'Éconergie NB en tant qu'approche centrée sur le client qui verra des investissements réalisés dans trois secteurs clés et qui sera la fondation pour d'importants avantages à long terme pour nos clients.

Figure 5 : Logo d'Éconergie NB



L'initiative Éconergie NB est conçue de sorte à appuyer ces trois objectifs stratégiques, en mettant l'accent sur le troisième : réduire et déplacer la demande. Anciennement appelé « Programme de réduction et de déplacement de la demande », cette initiative a été lancée en 2011. Éconergie NB aborde un certain nombre d'occasions et de défis qui exigent des changements fondamentaux dans la façon dont Énergie NB exploite et fournit de l'énergie à ses clients et comprend trois composants interdépendants.

1. **Réseau efficace**: Investir dans les technologies, les processus et les systèmes pour construire et exploiter un réseau électrique plus intelligent, plus propre, plus fiable et plus efficace.
2. **De bonnes habitudes** : Aider nos clients à développer des habitudes qui économisent de l'énergie et de l'argent.
3. **Solutions intelligentes** : Offrir aux clients des produits et services qui leurs permettent d'économiser du temps, de l'argent et de l'énergie.

Éconergie NB est une réponse directe au mandat d'Énergie NB de promouvoir l'utilisation efficace de l'énergie et la conservation de l'énergie dans la province en élaborant des programmes et des initiatives en matière d'efficacité énergétique, de conservation de l'énergie, de gestion de la demande et d'intégration d'énergie renouvelable. Éconergie NB dans son intégralité sera évalué dans ce PIR. La section 8 (Efficacité énergétique, gestion de la demande et réseau efficace) de ce rapport donne un aperçu d'Éconergie NB.

### 3. SOMMAIRE EXÉCUTIF

Les résultats suivants du Plan intégré des ressources (PIR) fournissent des renseignements sur le plan d'action stratégique que devrait suivre Énergie NB pour satisfaire les futurs besoins en ressources. Le plan intégré présenté à la figure 6 révèle ce qui suit :

- L'efficacité énergétique, la gestion de la demande et la modernisation du réseau par l'initiative Éconergie NB sont des éléments cruciaux du PIR. Le PIR comprend un calendrier de réduction de la capacité et de l'énergie ambitieux mais rentable qui devrait permettre de réaliser des économies d'environ 621 MW et 2,3 TWh d'ici 2041-2042. Ce potentiel de réduction de l'électricité fournit une valeur actuelle nette de 1,1 milliards de dollars pour Énergie NB et les contribuables du Nouveau-Brunswick au cours de la période à l'étude.
- Le secteur de l'électricité subit des changements considérables en raison des options nouvelles, changeantes, et personnalisées des clients qui vont finir par changer leurs habitudes de consommation. Cette tendance va se poursuivre, et un nouveau partenariat avec les clients va s'établir à court terme. L'initiative Éconergie NB va agir en tant que catalyseur de ce nouveau partenariat.
- Grâce au Programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE) du gouvernement du Nouveau-Brunswick, on vise, d'ici 2020, l'approvisionnement de 80 MW en ressources d'énergie économique des collectivités. On vise également 13 MW du Programme de production intégrée d'ici 2020. Ces programmes, avec l'initiative Éconergie NB, nous aideront de satisfaire à l'exigence de la Norme de portefeuille renouvelable de 40 pour cent.
- Les niveaux de GES pendant la période de planification restent inférieurs aux niveaux historiques de 2005.
- La prolongation de la durée de vie des centrales de Millbank et de Sainte-Rose se veut le choix le plus économique pour les exigences de charge maximale continue face à leur retrait en 2031.
- L'exploitation continue de la centrale de Mactaquac se reflète dans les activités d'atteinte de durée de vie utile de Mactaquac qui prolongeront la vie de l'installation jusqu'en 2068.
- La période de planification pour le PIR 2017 couvre la période allant jusqu'à 2041-2042, ce qui comprend le retrait des centrales de Point Lepreau, de Belledune, et de Coleson Cove. Nous reconnaissons que d'autres investissements substantiels pourraient être nécessaires pour remplacer ces centrales. Énergie NB cherche des façons de répartir cet investissement sur une plus longue période.
- Énergie NB continue de surveiller les options et les coûts d'approvisionnement de technologies existantes, ainsi que les technologies émergentes pour faire en sorte de toujours avoir accès aux dernières informations pour les prochains PIR, puisque les futurs besoins d'approvisionnement approchent.

**Figure 6: Plan d'expansion intégré**

Fin de l'EF	Plan intégré	Départs à la retraite prévus
2018	Éconergie NB (621 MW)	
2019		
2020	Production intégrée (13 MW)	
2021	PLERPE (80 MW)	
...		
2025		Grandview (-95 MW)
2026		Grand Manan (-26 MW)
2027		Bayside (-277 MW)
...		
2031	Millbank / Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank / Sainte-Rose (-496 MW)
2032		
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	
...		
2040	Remplacement en nature de Lepreau (660 MW)	Point Lepreau (-660 MW)
2041	Gaz naturel à cycle combiné - GNCC (3 x 412 MW) Millbank / Sainte-Rose (2 x 99 MW)	Belledune (-467 MW) Coleson Cove (-972 MW)
2042		

En résumé, l'orientation stratégique recommandée dans l'immédiat est la suivante :

- Le développement continu des programmes de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle et du programme de production intégrée afin de satisfaire à la Norme de portefeuille renouvelable;
- La poursuite de l'initiative Éconergie NB et l'accroissement du développement à long terme; et
- La poursuite des travaux techniques liés aux nouvelles options de production d'énergie éventuellement viables au Nouveau-Brunswick, en particulier celles touchant les ressources renouvelables appartenant au client.

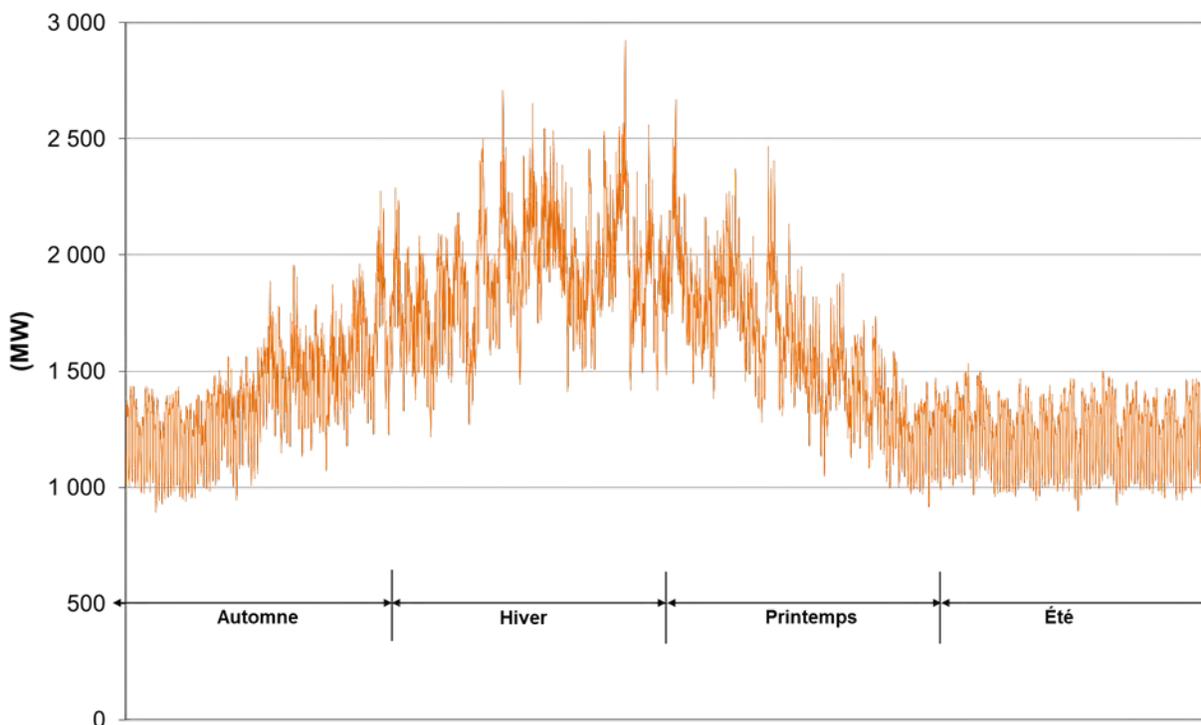
## 4. NOTRE SITUATION

Les besoins en matière d'électricité de la province, comme la plupart des régions, combinent les besoins des clients résidentiels, commerciaux, industriels et municipaux du Nouveau-Brunswick. Comme tous les services d'électricité, le défi d'Énergie NB consiste à adapter la production aux besoins des clients alors que ces besoins évoluent rapidement. Cependant, la charge provinciale au Nouveau-Brunswick est unique à plusieurs égards:

- Un taux de pénétration élevé du chauffage électrique (environ 63 pour cent de nos clients résidentiels; en comparaison, environ 37 pour cent des clients de la Nouvelle-Écosse utilisent le chauffage électrique).
- Un taux de pénétration élevé de la charge totale (historiquement supérieure à 25 pour cent) associé à un nombre relativement restreint d'industries à forte consommation d'énergie (comme les secteurs des pâtes et papiers et du pétrole)
- Un taux élevé de pénétration de la charge des chauffe-eau électriques (plus de 90 pour cent des clients résidentiels ont des chauffe-eau électriques).

Par conséquent, le Nouveau-Brunswick est très dépendant de l'électricité avec des caractéristiques de charge uniques qui offrent à la fois des défis et des possibilités. L'utilisation du chauffage électrique au Nouveau-Brunswick est en grande partie responsable des demandes de pointe lors des jours les plus froids de l'année, doublant presque les demandes de pointe quotidiennes pendant la période estivale.

**Figure 7 : Profil de charge du Nouveau-Brunswick montrant les variations saisonnières et quotidiennes**



Dans une journée quelconque, les exigences de charge connaissent des variations pouvant aller de 400 jusqu'à 600 MW, principalement en raison des exigences en chauffage électrique et en chauffage de l'eau. Cette variation quotidienne est un défi car cela signifie qu'une centrale électrique de cette taille doit être disponible pour aussi peu qu'une heure. Cela contribue à une faible utilisation de la production, avec une moyenne inférieure à 50 pour cent, ce qui peut avoir une incidence directe sur les tarifs d'électricité. Les progrès technologiques offrent des occasions de tirer parti de cette capacité inutilisée, et ces occasions deviennent encore plus attrayantes lorsque les clients deviennent des consommateurs énergétiques avertis et proactifs.

Ce profil de charge crée une occasion importante d'améliorer l'efficacité du réseau d'Énergie NB puisque plus de 50 pour cent de la production de l'entreprise est requise seulement pendant trois à quatre mois de l'année. L'augmentation du facteur de charge du réseau améliorera également le facteur de charge sur les réseaux de transport et de distribution, ce qui augmentera le potentiel de reporter les besoins en capitaux pour les réseaux de transport et de distribution.

Traditionnellement, Énergie NB a compté sur ses ressources hydroélectriques (environ 900 MW) pour accommoder la plus grande partie de la variation de charge quotidienne. Cependant, la disponibilité de cette ressource hydroélectrique est parfois limitée en raison de la capacité limitée de stockage d'hydroélectricité. Mais tout aussi important sont les périodes de forts débits d'eau, lorsque la production hydroélectrique fonctionne à pleine capacité et ne peut donc pas être modifiée sans un déversement d'eau. Avec la capacité actuelle d'environ 300 MW de ressources éoliennes renouvelables intermittentes sur le réseau du Nouveau-Brunswick, les ressources hydroélectriques limitées sont pleinement utilisées et il arrive que d'autres sources plus coûteuses, comme le mazout, doivent fonctionner plus souvent. Par exemple, Énergie NB exploite parfois une centrale au mazout de 300 MW à Coleson Cove pour assurer la souplesse du réseau pendant les périodes où le débit d'eau de la rivière est élevé ou très faible.

Pour réaliser des occasions d'améliorer l'efficacité du réseau, le programme Éconergie NB d'Énergie NB permettra de réduire et de déplacer la demande afin de mieux gérer le profil de charge variable. Éconergie NB dans son intégralité est une approche fondamentale visant à transformer la façon dont Énergie NB conçoit et exploite le réseau. Éconergie NB comprend des programmes axés sur la demande qui favoriseront la réduction de la consommation grâce à la conservation et aux mesures d'efficacité énergétique offerts aux clients. De plus, des investissements dans un programme de réseau intelligent seront effectués pour moderniser le réseau de distribution d'Énergie NB afin:

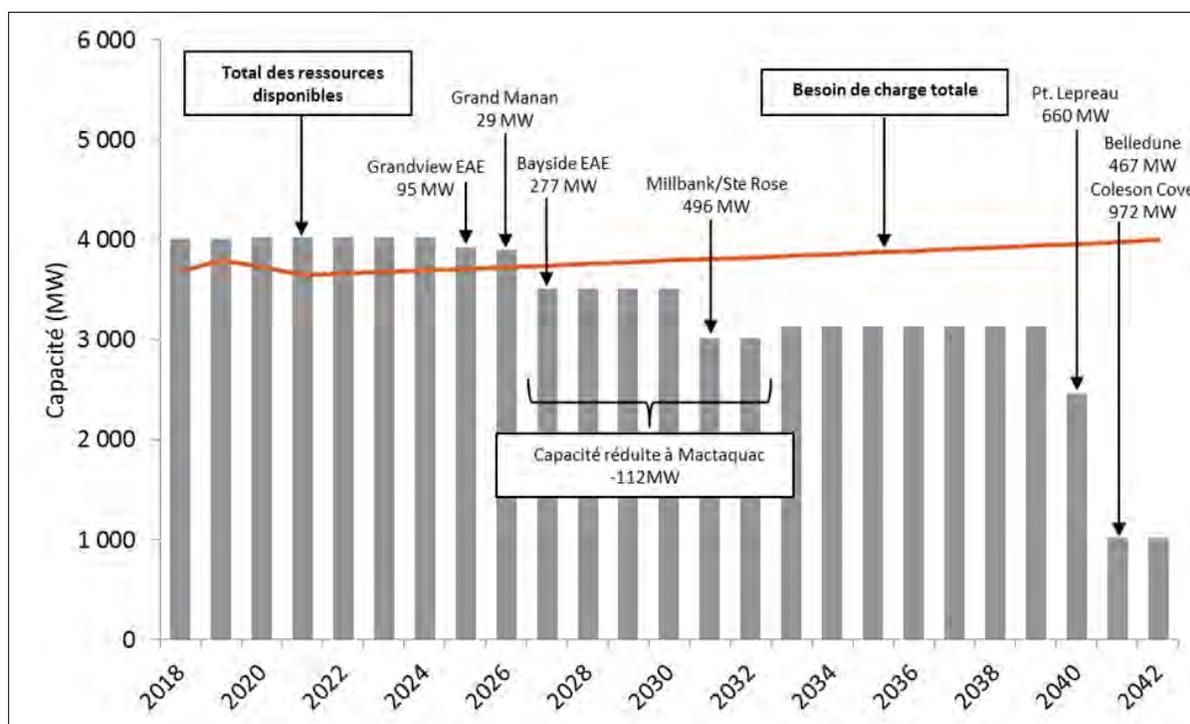
- de fournir aux clients de plus fins détails au sujet de leur consommation d'électricité
- d'accueillir et de gérer la quantité croissante de ressources énergétiques décentralisées sur les circuits de distribution
- de réduire les pertes liées au transport et à la distribution d'énergie
- d'améliorer le temps de rétablissement du courant et automatiser les actions en cas d'anomalies perturbant la livraison d'énergie sur les circuits.

Éconergie NB dans son intégralité sera évalué dans ce PIR.

Pour ce qui est de l'approvisionnement, Énergie NB a un parc de production diversifié d'hydroélectricité, de nucléaire, de charbon et de mazout, - à la fois de la production émettrice et non émettrice de carbone. De plus, Énergie NB a conclu des ententes d'achat d'énergie avec des producteurs d'électricité qui utilisent du gaz naturel ainsi que des ententes d'achat d'électricité avec production d'électricité à partir de sources renouvelables, notamment l'énergie éolienne et la biomasse. Actuellement, la capacité de l'ensemble des ressources disponibles chez Énergie NB s'élèvent à environ 4 000 mégawatts. Toutefois, au cours de l'horizon de planification de 25 ans, ces ressources d'approvisionnement diminueront en raison du retrait des générateurs vieillissants et à l'expiration des ententes d'achat d'énergie.

Le tableau aide à comprendre comment la situation actuelle de la demande et de l'approvisionnement évoluera au cours de la période de planification.

**Figure 8. Le total des exigences en matière de charge<sup>2</sup> par rapport aux ressources totales disponibles**



Cette situation établit le point de départ de cette analyse du PIR. Ce graphique démontre la nécessité d'une nouvelle capacité à compter de 2027 et l'augmentation des besoins au fil du temps. Les sections restantes du présent rapport décriront plus en détail les aspects de ce tableau ainsi que d'autres facteurs critiques utilisés pour déterminer le plan le plus approprié qui comprendra l'introduction de nouvelles ressources grâce à une approche intégrée comprenant des options de demande et d'approvisionnement. Ces options considéreront également celles disponibles pour les clients afin de gérer leur consommation d'électricité.

<sup>2</sup> Le besoin total en électricité d'Énergie NB comprend la demande des clients, en plus des pertes et de la capacité de réserve. En cas d'urgence, Énergie NB doit fournir une capacité de réserve équivalente à 20 pour cent de sa charge ferme ou à sa plus grande tranche (selon le plus important des deux).

## 5. RÉSEAU EXISTANT

### 5.1. Prévision des charges

La prévision des charges énoncée dans le PIR se fonde sur l'étude de prévision des charges 2017-2027 réalisée par Énergie NB à l'été 2016.

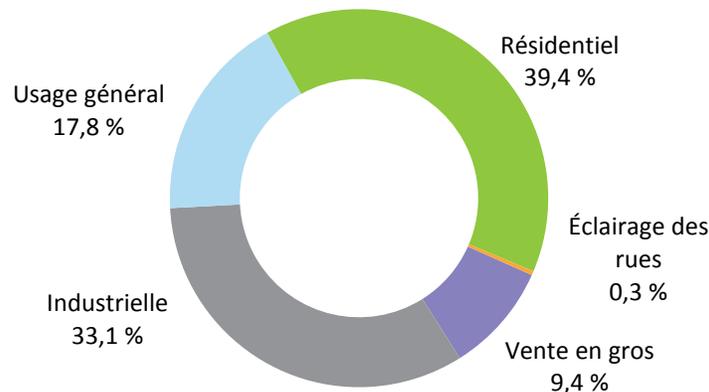
Dans le calcul des prévisions, l'approvisionnement électrique est divisé en trois grands groupes : usage résidentiel, usage général et usage industriel. Ce regroupement reflète la similitude de l'utilisation finale d'électricité dans chaque groupe. De plus, chaque groupe compte une clientèle plutôt homogène. Les besoins en électricité de chaque groupe sont donc soumis à des facteurs similaires.

Les prévisions applicables aux usages résidentiel, général et industriel sont réparties en six catégories de clients :

1. Résidentiel
2. Usage général;
3. Éclairage des rues;
4. Distribution industrielle;
5. Transport industrielle;
6. Ventes en gros (y compris les ventes aux cinq catégories précédentes par les services publics municipaux des villes de Saint John et d'Edmundston).

La proportion relative que représente chacune de ces six catégories de clients dans les ventes d'électricité d'Énergie NB à l'exercice financier 2016-2017 est présentée à la figure 9.

**Figure 9 : Ventes d'électricité d'Énergie NB à l'exercice 2016-2017**



## Résidentiel

L'usage résidentiel est une catégorie qui regroupe essentiellement des résidences principales. Elle comprend aussi des abonnés autres que des particuliers, notamment des exploitations agricoles et des églises, qui représentent moins de 3 pour cent de l'ensemble de la demande énergétique résidentielle. Cette catégorie comprend aussi les résidences saisonnières, qui représentent environ un pour cent de la demande énergétique résidentielle.

**Figure 10: Une représentante d'Énergie NB en consultation avec des clients lors d'un salon de l'habitation.**



Dans le secteur résidentiel, on prévoit une croissance de la demande essentiellement imputable à l'arrivée de nouveaux abonnés et à l'augmentation annuelle de la consommation d'électricité des ménages, le tout étant quelque peu compensé par l'efficacité énergétique et l'élasticité du prix.

## Usage général

La catégorie de l'usage général comprend les établissements commerciaux (magasins de détail et de gros, hôtels, motels et restaurants, bureaux, etc.) ainsi que les institutions (hôpitaux, écoles, universités, etc.). En mars 2017, Énergie NB desservait environ 26 000 abonnés d'usage général, auxquels s'ajoutaient environ 5 000 abonnés de la catégorie des ventes en gros des services publics.

Environ 70 pour cent des ventes d'électricité à usage général touchent des établissements commerciaux. Il est donc considéré que cette consommation est directement liée au niveau d'activité économique de la province. Le reste (30 pour cent) des ventes d'électricité à usage général provient du secteur institutionnel, qui est indirectement lié au niveau d'activité économique de la province.

## Usage industriel

Au Nouveau-Brunswick, le secteur industriel exploite environ 35 pour cent de l'énergie électrique consommée à l'intérieur de la province.

La clientèle industrielle se divise en deux groupes :

1. Les clients de l'usage du secteur industriel – transport sont desservis par des tensions utilisées pour le transport d'électricité de 69 kV ou plus. En tout, 39 clients sont desservis par les tensions utilisées pour le transport d'électricité. À eux seuls, ils s'approprient l'essentiel des ventes à usage industriel.
2. Viennent ensuite les clients de distribution industrielle desservis par une tension de distribution d'électricité de 69 kV ou moins. Énergie NB compte environ 1 700 abonnés industriels desservis par une tension de distribution d'électricité, et les ventes en gros à des services publics en comptent environ 70 autres. Réunis, ils utilisent environ 15 pour cent de l'énergie électrique nécessaire au secteur industriel. Ce groupe comprend essentiellement le secteur manufacturier, l'industrie du bois et le secteur des produits alimentaires et des boissons.

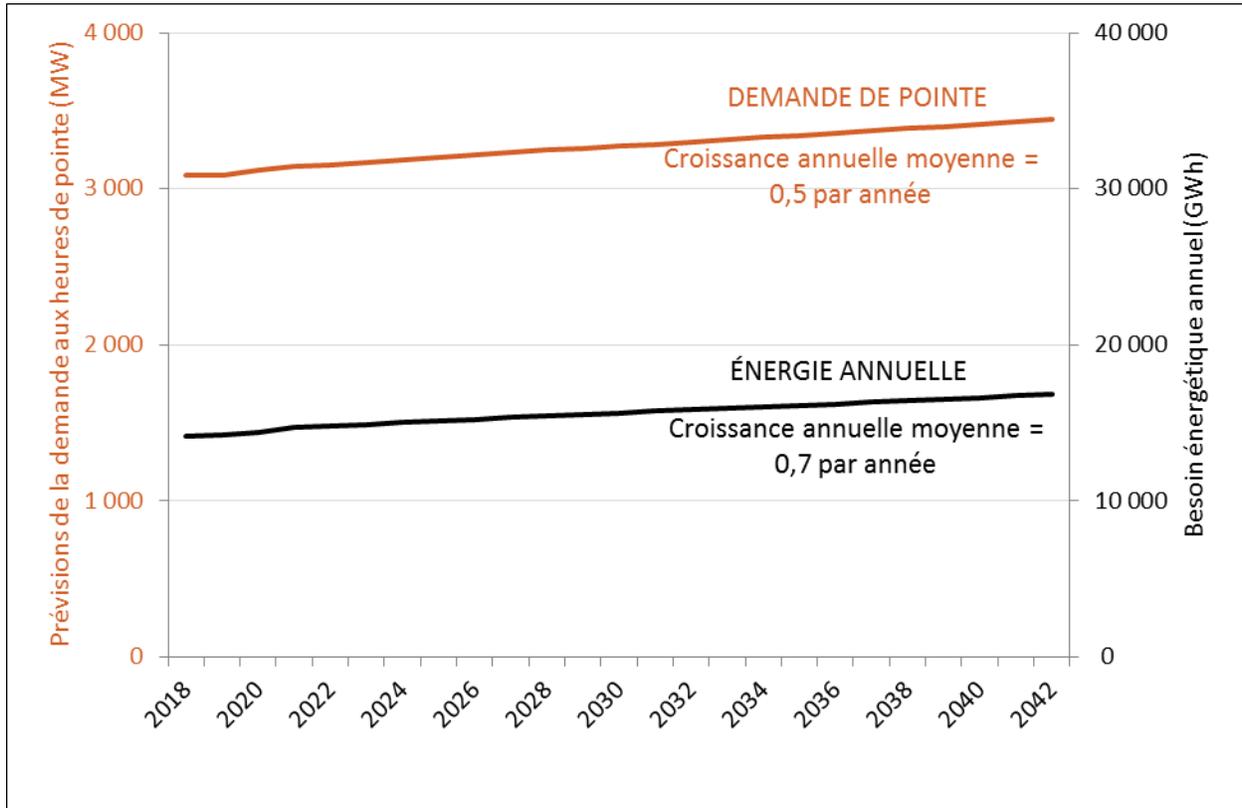
## Résultats des prévisions de charge

La consommation totale de la clientèle correspond à la somme des ventes d'électricité aux six catégories de clients, à laquelle s'ajoutent les pertes de transport et de distribution d'électricité liées aux ventes en question.

La planification du réseau ne tient pas seulement compte de la consommation annuelle totale; la puissance maximale demandée en une heure est également très importante. Une « demande de pointe » est la puissance maximale pouvant être demandée en une heure. Les besoins d'Énergie NB sont plus grands en période hivernale à cause du chauffage électrique dans les domiciles et les entreprises, la consommation de pointe survenant habituellement en janvier ou février.

À partir des prévisions touchant chaque catégorie de clients, la somme des résultats permet de calculer la prévision de la charge totale dans la province pour la période allant de 2017-2018 à 2026-2027. Au-delà de 2026-2027, les prévisions se font à la hausse par catégorie, à l'aide de modèles de régression à série temporelle. Elles tiennent compte des mesures d'efficacité énergétique que les consommateurs devraient en principe adopter. Les prévisions des programmes de réduction de la demande et d'efficacité énergétique dans le cadre du plan d'Éconergie NB à réduire et déplacer la demande ont été retirées des prévisions aux fins du présent PIR. L'objectif est d'établir un point de départ pour évaluer le rendement de cette même stratégie. Les options qui composent l'ensemble du programme pour réduire et déplacer la demande seront évaluées et considérées dans le contexte du processus du PIR. La figure 11 montre les prévisions obtenues.

**Figure 11: Prévisions des charges de la province (production et demande), à l'exclusion des programmes de réduction et de déplacement de la demande**



Notons que la perte de charge au Nouveau-Brunswick depuis un sommet atteint en 2004 (surtout du côté de l'industrie forestière) permet à la province de maintenir sa consommation actuelle au niveau desservi en 1995.

Le taux de croissance moyen de la demande de pointe se situe à 0,5 pour cent par année, tandis que le taux de croissance moyen de la production énergétique est de 0,7 pour cent par année. Ces taux de croissance ne tiennent pas compte des résultats du plan d'Éconergie NB.



Depuis le dernier PIR, Énergie NB a évalué les options et une décision a été prise quant à l'option privilégiée pour l'avenir de la centrale de Mactaquac. Énergie NB propose un projet qui va permettre l'exploitation de la centrale jusqu'à sa durée de vie utile initiale de 100 ans grâce à une approche modifiée de l'exécution de travaux d'entretien, de l'ajustement et du remplacement de l'équipement mécanique au fil du temps. Énergie NB cherchera les approbations environnementales nécessaires auprès de la province et suivra les processus de demande et d'examen pour les approbations financières telles que définies par la Commission de l'énergie et des services publics (CESP).

La capacité de production actuelle et le portefeuille d'EAE d'Énergie NB, de même que diverses autres données concernant le réseau, sont indiqués à la figure 13.

**Figure 13 : Capacité de production nette d'Énergie NB<sup>3,4</sup> et autres données<sup>5</sup>**

Énergie thermique	
Coleson Cove	972 MW
Belledune	467 MW
<b>Total d'énergie thermique</b>	<b>1 439 MW</b>

Énergie hydroélectrique	
Mactaquac	668 MW
Beechwood	112 MW
Grand-Sault	66 MW
Tobique	20 MW
Nepisiguit Falls	11 MW
Sisson	9 MW
Milltown	3 MW
<b>Total d'énergie hydroélectrique</b>	<b>889 MW</b>

Énergie nucléaire	
Point Lepreau	660 MW

Turbine à combustion	
Millbank	397 MW
Sainte-Rose	99 MW
Grand Manan	29 MW
<b>Total des turbines à combustion</b>	<b>525 MW</b>

Total de la capacité de production	
Énergie thermique	1 439 MW
Énergie hydroélectrique	889 MW
Énergie nucléaire	660 MW
Turbine à combustion	525 MW
<b>Total de la capacité de production</b>	<b>3 513 MW</b>

Ententes d'achat de l'électricité	
Kent Hills (énergie éolienne)	150 MW
Mont Caribou (énergie éolienne)	99 MW
Lamèque (énergie éolienne)	45 MW
Bayside (gaz naturel)	277 MW
Grandview (gaz naturel)	95 MW
Twin Rivers (énergie biomasse)	39 MW
Saint George (énergie hydroélectrique)	15 MW
Edmundston (énergie hydroélectrique)	9 MW
Autres sources d'énergie renouvelables	6 MW
<b>Total d'énergies renouvelables</b>	<b>735 MW</b>

Nombre de lignes	
Lignes de distribution	21 121 km
Lignes de transport	6 865 km

Capacité d'exportation et d'importation	
Capacité d'exportation	2 385 MW
Capacité d'importation	2 248 MW

Nombre de clients	
Nombre de clients directs	355 918
Nombre de clients indirects	45 248
<b>Total - clients</b>	<b>401 166</b>

<sup>3</sup> 30 MW de la centrale de Point Lepreau sont engagés par Maritime Electric Company Limited (MECL) à l'Î.-P.-É. Pour la durée de vie utile de la tranche. La capacité totale est de 660 MW, ce qui laisse 630 MW pour les besoins de la province.

<sup>4</sup> La contribution de la production d'énergie éolienne à la capacité correspond à 21 pour cent de la capacité installée (c'est-à-dire, 294 MW de puissance éolienne installée \* 0,21 = 61,7 MW). Cela est dû à l'intermittence de cette ressource.

<sup>5</sup> Rapport annuel 2016-17 d'Énergie NB: [https://www.nbpower.com/media/759028/2016-2017-annualreport-fr\\_web\\_ready.pdf](https://www.nbpower.com/media/759028/2016-2017-annualreport-fr_web_ready.pdf)

La diversité des installations de production devrait permettre de répondre aux besoins en électricité du Nouveau-Brunswick durant encore de nombreuses années. De plus, Énergie NB profite d'une interconnexion avec les services publics avoisinants, ce qui lui permet d'importer et d'exporter de l'électricité et augmente la fiabilité du réseau. Les exportations d'électricité d'Énergie NB ont contribué au maintien de tarifs moins élevés pour les abonnés du Nouveau-Brunswick. Les possibilités d'importation procurées par l'interconnexion ont permis à Énergie NB de diminuer ses coûts en remplaçant la production électrique plus coûteuse qui aurait été nécessaire pour répondre aux besoins de la province. Parfois, l'électricité excédentaire peut également être vendue, ce qui permet d'augmenter les revenus et les marges bénéficiaires connexes sont ensuite utilisées pour assurer la stabilité des tarifs.

Chaque EAE est associée à une échéance qui varie selon l'entente. Généralement, il s'agit de dates fixes. Les dates auxquelles les centrales appartenant à Énergie NB atteindront leur fin de vie utile sont moins certaines. Pour les besoins comptables, ils ont associé une durée de vie tenant compte de l'expérience généralement notée dans le genre d'installation en cause. Dans les faits, les fermetures d'installation dépendent de l'évaluation économique que l'on en fait lorsqu'elles approchent de leur fin de vie utile. Pour les besoins du présent PIR, le calendrier de fermetures se fonde initialement sur l'évaluation du cycle de vie et tient compte d'une prolongation raisonnable permettant de maintenir l'installation en marche sans entraîner trop de dépenses en immobilisations. La prolongation envisagée est issue d'études réalisées par des experts en génie industriel d'Énergie NB et d'analyses économiques. Les centrales à fermer et les EAE qui arriveront à échéance au cours de la période à l'étude dans le PIR sont comme suit :

**Figure 14 : Calendrier de fermetures**

Ressource	Type de combustible	Capacité (MW)	date de fin de vie utile
EAE de Grandview	Gas naturel	95	2024-2025
Grand Manan	Diesel	26	2025-2026
EAE de Bayside	Gas naturel	277	2026-2027
Millbank	Diesel	397	2030-2031
Sainte-Rose	Diesel	99	2030-2031
Point Lepreau	Uranium	660	2039-2040
Belledune	Charbon	467	2040-2041
Coleson Cove	Mazout	972	2040-2041

Détails supplémentaires dans l'annexe 2 : Liste des hypothèses sous-jacentes au PIR.

### 5.3. Transport et interconnexions

Le réseau de transport d'Énergie NB fait partie du réseau électrique entre les sources de courant électrique et les centres de charge des sous-stations. Le réseau de transport d'Énergie NB a été stratégiquement conçu pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux abonnés de la province, tout en offrant la possibilité d'acheter et de vendre de l'énergie électrique aux entités avoisinantes.

Le réseau de transport d'Énergie NB comprend la totalité des lignes de transport de 345 kV, 230 kV, 138 kV et 69 kV du réseau (6 865 km en tout), l'équipement de terminaison et les dispositifs de contrôle permettant le bon fonctionnement nécessaire du réseau de transport interconnecté. Ce réseau fournit une façon de transmettre l'électricité en vue de répondre aux besoins prévus en matière de demande dans des conditions de fonctionnement normales.

Divers facteurs peuvent se traduire par de nouveaux besoins de transport, dont la nécessité de se relier à une nouvelle centrale de production, la croissance de la charge dans la province, le maintien ou la hausse des importations et exportations, diverses améliorations touchant la fiabilité du réseau et le respect des normes de fiabilité de l'industrie.

Le réseau de transport en place a évolué au cours du dernier siècle. Dans la première moitié du XXe siècle, il s'est d'abord limité à des lignes de 69 kV reliant de petites centrales aux réseaux 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 maximale du réseau est passée à 345 kV lors de la réalisation de l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre et de la mise en marche de la centrale de Coleson Cove, à la fin des années 1970. Au fil des années 1980 et 1990, le réseau de 345 kV a de nouveau pris de l'ampleur et a fait le tour de la province, s'étendant jusqu'à l'intérieur de la Nouvelle-Écosse.

**Figure 15 : Tour de transport de 345 kV d'Énergie NB**



Énergie NB mène des évaluations continues de son réseau de transport afin de s'assurer qu'il répond à chacune des normes de fiabilité et qu'il profite à tous les Néo-Brunswickois.

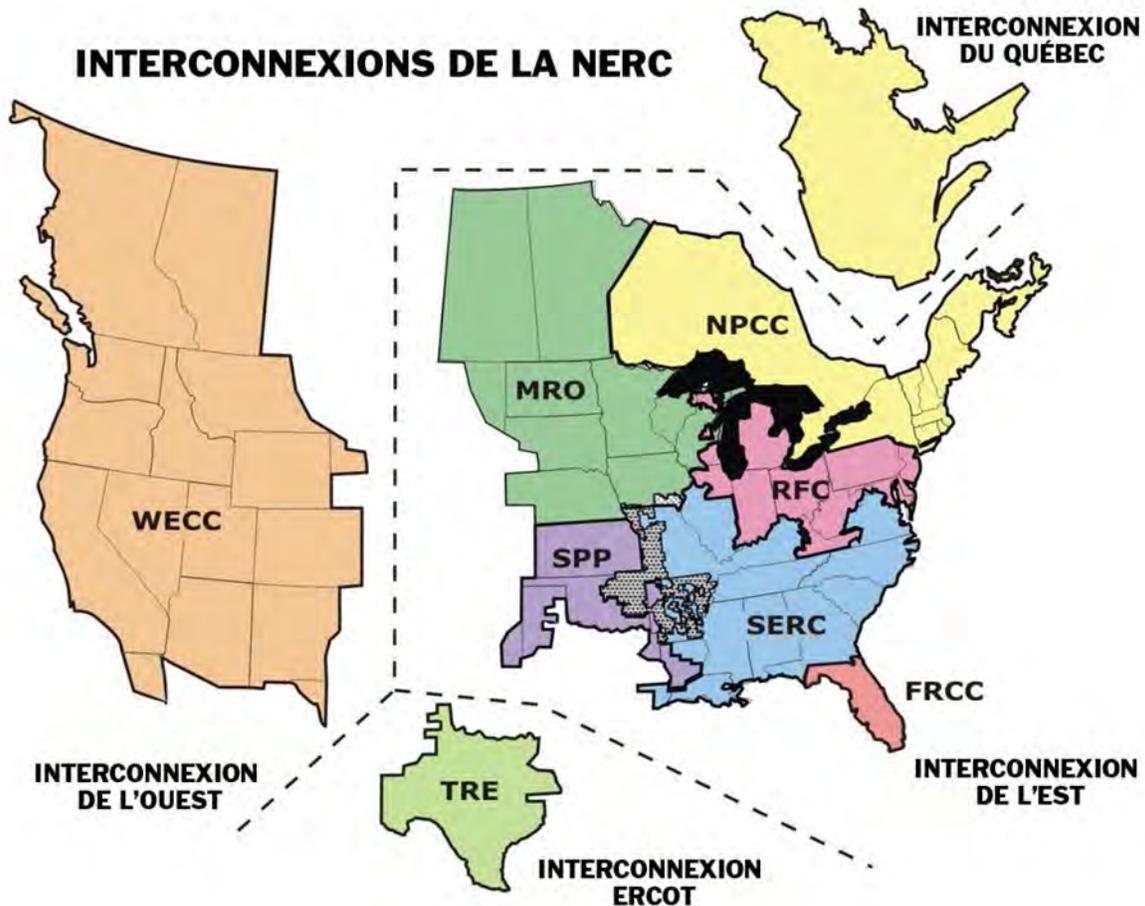
La capacité de transport actuelle suffit aux besoins de consommation de la province ainsi qu'à ses exportations, à condition que la production se poursuive dans certaines régions critiques et pendant certaines périodes de l'année. Il faut aussi que des systèmes de protection spéciale soient en place advenant la perte de matériel de production ou de transport.

Le réseau de transport a été conçu pour acheminer la production actuelle de façon économique vers l'ensemble des abonnés dans la province, en plus d'exporter l'énergie excédentaire vers des services publics avoisinants. La possibilité d'importer de l'électricité du Québec, de la Nouvelle-Angleterre et parfois de la Nouvelle-Écosse a aussi fortement contribué à permettre à Énergie NB de réduire les coûts d'acheminement de l'électricité vers sa clientèle. Au cours des vingt prochaines années ainsi que par la suite, on pourrait bien voir changer la source de production des centrales ainsi que leur emplacement, au Nouveau-Brunswick comme ailleurs. Le cas échéant, cela pourra nécessiter de nouvelles infrastructures de transport aptes à assurer une interconnexion fiable et économiquement viable avec le réseau d'Énergie NB.

Le réseau de transport d'Énergie NB est un simple élément d'un réseau de transport-production beaucoup plus vaste faisant partie de l'interconnexion de l'Est (voir le tableau 16). Énergie NB fait partie du Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC). Le NPCC a comme mission de promouvoir la

fiabilité et l'efficacité du réseau de production-transport interconnecté au niveau international. Le territoire desservi par le NPCC comprend New York, les six États de la Nouvelle-Angleterre, l'Ontario, le Québec et les Maritimes.

Figure 16 : Interconnexions et conseils régionaux de fiabilité en Amérique du Nord

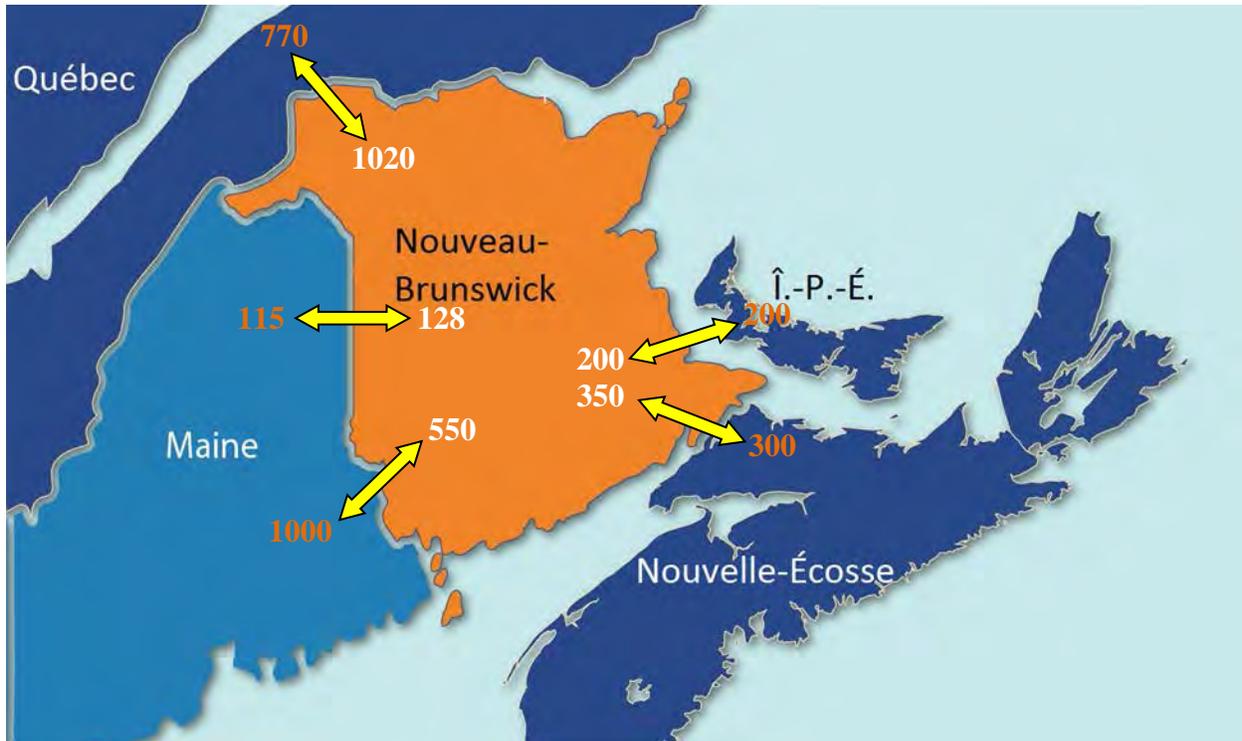


Les lignes de transport interconnectées peuvent servir à transporter l'électricité d'un territoire à l'autre en vertu d'ententes contractuelles ou sur le marché au comptant, de même qu'en cas d'urgence. Pour des raisons de fiabilité et d'économie, Énergie NB a toujours pris grand soin d'élaborer une interconnexion solide avec les réseaux avoisinants.

L'achat et la vente d'électricité à l'extérieur de la province se font en vertu d'ententes de courte durée (une journée/semaine) ou sur le marché au comptant. La véritable capacité d'interconnexion avec les territoires avoisinants dépend de l'état du réseau, au Nouveau-Brunswick et ailleurs, au moment du transfert. Par le passé, l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre a permis à Énergie NB de bâtir des tranches de production de plus grande envergure et plus économiques, ce qui a rendu possibles la vente et l'achat de surplus d'électricité de façon prolongée ou ponctuelle. Le Nouveau-Brunswick est aussi relié au Québec, à la Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.). Ces interconnexions soutiennent le réseau en contribuant directement ou indirectement à la réserve de puissance; il est alors moins nécessaire d'accroître la capacité de production pour continuer de desservir les abonnés de

la province. La figure qui suit indique la capacité de production offerte par les principales interconnexions d'Énergie NB.

**Figure 17 : Total de la capacité d'importation/exportation du réseau de transport d'Énergie NB (en MW) en hiver**



Cette capacité n'est pas atteinte en tout temps, car elle dépend de la consommation et de la répartition de la production dans la province même, ainsi que de l'état du réseau en place. Elle est aussi tributaire des conditions qui prévalent dans le territoire auquel la province est reliée.

#### **Capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse et l'Î.-P.-É.**

La capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse et l'Î.-P.-É. est une fonction de la capacité du réseau de transport vers le Sud-Est du Nouveau-Brunswick (comprenant essentiellement Moncton, Dieppe, Riverview et les environs), de laquelle on soustrait la consommation de ladite région. Comme la demande d'électricité est en hausse dans le Sud-Est du Nouveau-Brunswick, la capacité de transfert nette pouvant être offerte à la Nouvelle-Écosse et à l'Î.-P.-É. est réduite.

#### **Capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et le Québec**

La capacité de transfert d'Énergie NB vers Hydro-Québec (HQ) correspond à la capacité combinée de deux postes à haute tension à courant continu (HTCC). Le premier, détenu et exploité par Énergie NB, se trouve à Eel River; le deuxième, détenu et exploité par HQ, est à Madawaska. Le poste HTCC situé à Eel River (voir la figure 18) présente une capacité d'importation/exportation de 350 MW. La capacité de transfert (importation/exportation) totale vers Hydro-Québec est répartie comme suit.

- Capacité d'importation depuis Hydro-Québec :
 

Poste HTCC d'Eel River	350 MW
Poste HTCC de Madawaska	420 MW
Liens radiaux avec Eel River et Madawaska <sup>6</sup>	230 MW
  
- Capacité d'exportation vers Hydro-Québec :
 

Poste HTCC d'Eel River	350 MW
Poste HTCC de Madawaska	420 MW

**Figure 18 : Poste HTCC d'Eel River appartenant à Énergie NB**



L'ajout de postes HTCC reliés à Hydro-Québec est possible et sera étudié en même temps que d'autres projets d'expansion et de mise à niveau des infrastructures régionales. La centrale HTCC d'Eel River a fait l'objet d'un projet de prolongation de durée de vie en 2014 afin de maintenir sa capacité de transfert de 350 MW. Le poste HTCC de Madawaska a fait l'objet d'un projet de prolongation de durée de vie en 2016.

<sup>6</sup> Les lignes de rattachement avec HQ sont des interconnexions pouvant desservir une partie de la charge du Nouveau-Brunswick sans la contribution du réseau principal d'Énergie NB.

### **Capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre**

La capacité de transfert maximale entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre se situe à 1 000 MW. Il s'agit de la capacité de transfert fiable maximale, en présumant que toutes les installations de transport du Maine et du Nouveau-Brunswick sont fonctionnelles. En décembre 2007, une deuxième interconnexion de 345 kV a été mise en service. Cette évolution a renforcé l'interface entre la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick, puisque la nouvelle interconnexion a fait passer le transfert de 700 à 1 000 MW, en plus d'améliorer la fiabilité et de réduire la probabilité que les Maritimes ne soient plus reliées au réseau électrique de la Nouvelle-Angleterre.

En plus d'avoir des interconnexions d'envergure en Nouvelle-Angleterre, Énergie NB peut servir certains réseaux isolés dans le Maine. Ces interconnexions de moindre envergure assurent un approvisionnement dans le Nord (environ 130 MW) et dans l'Est (environ 25 MW) du Maine.

### **Besoins de transport du Nouveau-Brunswick**

Au Nouveau-Brunswick, même si le réseau de transport en place permet d'acheminer la production actuelle de façon fiable, des mises à niveau peuvent s'avérer nécessaires, surtout dans le Sud-Est de la province, à mesure que la demande augmente dans la région de Moncton. De plus, l'arrivée de nouvelles installations éoliennes au Nouveau-Brunswick nécessitera probablement la construction d'infrastructures de transport. Les parcs éoliens du Nouveau-Brunswick nécessitaient jusqu'à présent peu d'infrastructures de transport, puisqu'ils se trouvaient à proximité d'installations et de lignes de transport existantes. Si de nouvelles installations éoliennes (ou d'une autre source à production intermittente) se greffent au réseau, divers problèmes liés à l'équilibre de la production, au voltage et à la qualité de l'alimentation pourraient compliquer leur intégration.

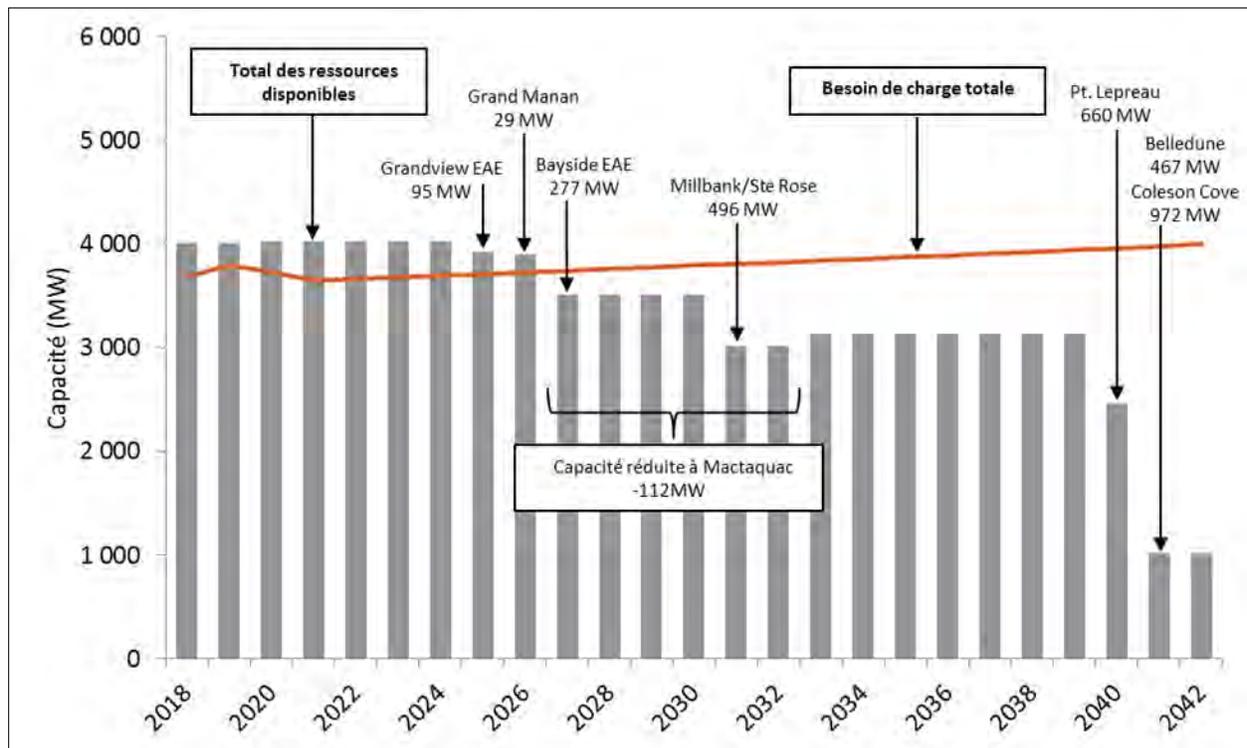
Énergie NB continue d'explorer les solutions aptes à résoudre les contraintes de transport pouvant survenir. Certaines solutions sont connues : on peut notamment élargir le réseau de transport et rapprocher stratégiquement les tranches de production là où un besoin de charge est nécessaire, telles que les installations de production décentralisée. Une autre solution pourrait permettre de garder le réseau de transport actuel tout en l'élargissant. Cette solution prévoit notamment des programmes de réduction de la demande ciblés misant sur une technologie de réseau efficace. Ceci, en conjonction avec des initiatives de conservation et d'efficacité énergétique, va réduire et déplacer la demande et vise non seulement à différer la nécessité d'accroître un jour la production mais aussi à réduire les besoins en nouvelles infrastructures de transport ou, du moins, à les remettre à plus tard. De plus amples renseignements sur la réduction et le déplacement de la demande sont fournis dans les sections qui suivent. Une étude distincte évaluera les solutions à retenir pour régler les contraintes de transport. Les conclusions du présent PIR lui serviront de point de départ.

## 5.4. Équilibre de la charge et des ressources

À l’instar d’autres centrales nord-américaines, les centrales d’Énergie NB alimentées au combustible fossile présentent une durée de vie d’environ 45 ans. Les responsables de la planification du réseau disposent ainsi de balises les aidant à prévoir à quel moment et de quelle façon de nouvelles tranches de production peuvent être nécessaires. Ce n’est qu’à l’approche de la date de retrait d’une centrale qu’on prend la décision finale quant à sa réfection ou son remplacement. Comme les conditions de production et la situation extérieure changent avec le temps, il faut réévaluer et adapter le programme selon la conjoncture. Dans le cas où Énergie NB reste un service public réglementé tenu d’assurer un service fiable à sa clientèle et que sont maintenues diverses conditions connues comme la réglementation en matière d’environnement et d’énergies renouvelables, Énergie NB peut produire un aperçu des besoins en électricité et évaluer les diverses avenues accessibles en vue d’y répondre.

Le tableau présenté à la figure 19 donne un aperçu des besoins en électricité d’Énergie NB si ses ressources de production correspondent toujours à celles qui sont présentées à la section 5.2 (Ressources de production) et illustrées par les bandes grise. Il compare ensuite le tout à la demande actuelle et à la croissance prévue tout en tenant compte des réserves obligatoires<sup>7</sup> illustrées par les bandes orange.

**Figure 19 : Demande en électricité et ressources de production pour les exercices 2018-2042**



<sup>7</sup> En cas d'urgence, Énergie NB doit fournir une capacité de réserve équivalente à 20 pour cent de sa charge ferme ou à sa plus grande tranche (le plus important des deux).

Dans cette évaluation des charges et des ressources, les prévisions de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande associées à l'initiative Éconergie NB d'Énergie NB ont été retirées de la prévision de charge. Ces résultats sont intégrés à la prévision des charges officielle, exception faite de ceux qui sont liés à la gestion de la demande qui devrait survenir naturellement. L'évaluation de l'approvisionnement et de la demande servira de point de départ à l'évaluation du PIR, qui tiendra compte des nouvelles possibilités offertes en matière d'efficacité énergétique et de gestion de la demande. Elle constitue un premier pas vers la possibilité de tenir compte d'une production d'énergie nouvelle en plus de réaffirmer l'intérêt d'intégrer les programmes de gestion de la demande associés à l'initiative Éconergie NB d'Énergie NB.

Selon cette évaluation, l'énergie requise excédera les ressources à partir de 2027. Les grandes centrales électriques d'Énergie NB, soit les centrales de Point Lepreau, de Belledune et de Coleson Cove, auront atteint leur fin de vie utile et devront être retirées du service vers la fin de la période. À ce moment, les centrales d'Énergie NB alimentées au combustible fossile (y compris celles qui font l'objet d'ententes d'achat d'énergie ou EAE) seront mises hors service. Il s'agit là d'une capacité d'environ 3 000 MW, soit les deux tiers de la capacité totale d'Énergie NB. Les ressources sur lesquelles on peut compter à très long terme seront les centrales hydroélectriques, dont la durée de vie est généralement de 100 ans.

Le présent PIR présume que l'ensemble des installations hydroélectriques seront remplacées par des centrales présentant une capacité de production d'énergie renouvelable équivalente, la première à fermer étant celle de Mactaquac. La centrale hydroélectrique de Mactaquac est une installation au fil de l'eau avec une capacité de production hydroélectrique installée de 660 MW. La centrale est entrée en service en 1968. Depuis les années 1980, les structures en béton de la centrale hydroélectrique ont été touchées par une réaction chimique appelée réaction alcaline des agrégats (RAA). La réaction provoque le gonflement et la fissuration du béton, ce qui exige des réparations et des travaux d'entretien importants chaque année. Énergie NB propose un projet qui va permettre l'exploitation de la centrale jusqu'à sa durée de vie utile initiale de 100 ans grâce à une approche modifiée de l'exécution de travaux d'entretien, de l'ajustement et du remplacement de l'équipement mécanique au fil du temps. Il est prévu que pas plus d'une tranche, soit environ 112 MW, ne sera disponible en même temps pendant la période de remplacement. À la fin de la période de remplacement, prévue en 2033, toutes les tranches seront entièrement disponibles. Cette recommandation est fondée sur trois années de recherche et de rapports d'experts qui comprennent des données scientifiques, ainsi que les commentaires d'ingénieurs, du public et des Premières Nations. Cette approche respecte toutes les exigences en matière de sécurité et d'environnement. Elle permet à Énergie NB de tenir compte de l'évolution des coûts, de la technologie et de la demande d'électricité, tout en assurant la conformité relative à la Norme de portefeuille renouvelable (NPR) de 40 pour cent à long terme.

L'exigence de la NPR visant l'atteinte de 40 pour cent de ressources renouvelables se traduit par 75 pour cent de production non-émettrice lorsqu'on tient compte de la production de la centrale de Point Lepreau. Pour assurer la conformité à long terme de cette cible non émettrice, l'hypothèse a été avancée que la centrale de Point Lepreau serait remplacée en nature après sa date de la retraite. Cela fournira également une capacité de charge de base à long terme pour assurer un approvisionnement fiable afin de répondre aux besoins de charge à long terme à l'intérieur de la province ainsi qu'un soutien au transport pour assurer la sécurité de l'approvisionnement dans la région du Sud. Énergie NB reconnaît que d'autres options pourraient être révélées au cours des 25 prochaines années, ce qui pourrait répondre à des exigences de charge de base fiables et à des cibles non émettrices prévues à long terme. À mesure que le PIR sera mis à jour, ces options disponibles seront examinées et évaluées.

S'il est vrai que l'évaluation de la charge et des ressources annonce un déficit de production à partir de 2027, elle prévoit aussi un excédent de capacité durant la période de transition s'étalant de 2018 à 2026. Cet excédent atteindra son sommet en 2021 (soit environ 500 MW) et s'atténuera progressivement compte tenu de la sollicitation croissante du réseau. Durant la période de transition de 2018 à 2026, il faudra évaluer les apports d'actifs nécessaires au réseau et trouver des débouchés à l'excédent de production non utilisé dans la province même.

La centrale de Coleson Cove, alimentée au mazout lourd, semble être celle qui présente le meilleur potentiel d'économie durant la période de transition. Elle est conçue pour fonctionner en mode « charge de base », mais on prévoit qu'elle sera exploitée selon un horaire extrêmement limité. Ces restrictions sont imputables au prix du mazout, qui empêche la centrale d'être concurrentielle face aux autres combustibles, même dans le cas d'achats à long terme. La centrale électrique de Coleson Cove a une capacité de production nette de 972 MW, fournie par trois tranches de même capacité. Elle a été remise à neuf en 2004. On a ensuite modifié la tranche n° 3 pour permettre la combustion conjointe de jusqu'à 20 tonnes à l'heure de coke de pétrole et de mazout lourd. Pour des charges légères, ce chiffre représente plus du double du combustible nécessaire. Lorsque la centrale de Coleson Cove est en mode de production d'électricité, on enclenche donc généralement la tranche n° 3. En raison de son envergure et de la précieuse capacité de production qu'elle offre en période hivernale, la centrale de Coleson Cove est un atout important pour répondre aux besoins des abonnés de la province.

Il serait également possible de convertir deux tranches au gaz naturel. Afin d'évaluer la conversion, les facteurs suivants seront considérés : les coûts en capital, le facteur de capacité prévu, les coûts de l'infrastructure nécessaire pour le gaz naturel, ainsi que de la nécessité d'obtenir des garanties d'approvisionnement et de prix à long terme. Énergie NB évalue actuellement cette possibilité. Dans le cadre du présent PIR, on présume que la centrale de Coleson Cove continuera d'être alimentée au mazout lourd jusqu'à la fin de sa vie utile. Parce qu'on lui prévoit un horaire de fonctionnement limité, l'installation sera maintenue dans un état qui devrait permettre une prolongation de vie utile à prix raisonnable. Le PIR présume donc que cette centrale servira dix années de plus que sa durée de vie utile, et les coûts de prolongation de sa vie utile sont prévus au programme.

La centrale thermique de Belledune est la seule installation au charbon du réseau d'Énergie NB. Comme déjà mentionné, cette centrale présente un facteur de capacité élevé, en raison du bas prix du combustible utilisé. Son fonctionnement et l'intensité de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) sont désormais réglementés en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*.<sup>8</sup> La nouvelle loi fixe des normes de rendement rigoureuses, applicables à toute nouvelle centrale électrique au charbon et à celles qui ont atteint leur durée de vie utile, qu'elle établit à 50 ans. Le présent PIR prévoit que la centrale de Belledune sera retirée du service en 2041. Si les réglementations sur les GES changent, celles-ci seront incluses dans le prochain PIR.

Comme indiqué précédemment, la période de transition se situant entre 2014 et 2026 ne nécessitera pas de nouvelle production. Cependant, au cours de cette période, les projets envisagés comprendront l'ajout de tranches de production en vue de satisfaire à la NPR. Jusqu'à présent, on a décidé de miser sur l'éolien pour atteindre cet objectif. Énergie NB a récemment émis des demandes en vertu du programme gouvernemental de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE). Ce programme permettra d'ajouter 80 MW d'énergie renouvelable d'ici 2020. En outre, Énergie NB

---

<sup>8</sup> <https://www.ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=Fr&n=C94FABDA-gc.ca/cc/default.asp?lang=Fr&n=C94FABDA-1>

ajoutera également environ 13 MW dans le cadre de sa politique de production intégrée d'ici 2020. À l'avenir, on pourra explorer les possibilités offertes par la biomasse, les petites centrales hydroélectriques ou le photovoltaïque. La section 6.1 intitulée « approvisionnement énergétique du service public » et l'annexe 4 intitulée « présente deux projets, celui de Grand-Sault et celui de High Narrows, qui s'avéreront peut-être des réponses viables sur le plan économique durant cette période de transition et qui auront des répercussions bien après. Le développement de projets communautaires d'énergie renouvelable, gérés localement et ayant un bon rapport coût-efficacité, peut également procurer diverses solutions renouvelables pouvant contribuer à satisfaire à la NPR. Les clients auront également de nouvelles options à l'avenir telles que l'énergie solaire et le stockage dans des batteries afin de gérer leurs besoins énergétiques. Ces choix personnels sont disponibles aujourd'hui et devraient faire partie du réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick à l'avenir.

## 5.5. Considérations en matière d'environnement et de développement durable

Actuellement, les actifs de production d'électricité d'Énergie NB lui procurent des sources d'approvisionnement diversifiées. Cette diversité réduit les risques que peuvent apporter les nouvelles réglementations, en plus de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement et au développement durable à long terme.

Selon l'Association canadienne de l'électricité, une électricité durable repose sur trois grands piliers : l'environnement, la société et l'économie. Comme elle le précise dans sa nouvelle vision de cette « électricité durable », Énergie NB s'apprête à adopter dans les années à venir une source d'approvisionnement énergétique plus durable, qui mise sur ces trois piliers.

Chacun de ces trois piliers est lié à de grands principes.

1. Environnement
  - a) Impact environnemental
  - b) Intendance et biodiversité
  - c) Changements climatiques
2. Société
  - a) Relations avec les Premières nations
  - b) Les communications et l'engagement;
  - c) Santé et sécurité
  - d) Le milieu de travail.
3. Économie
  - a) La valeur économique;
  - b) Efficacité énergétique
  - c) La sécurité de l'approvisionnement

### 5.5.1. Pilier de l'électricité durable

Plusieurs considérations environnementales liées au réseau actuel d'Énergie NB doivent être greffées au pilier « Environnement » de l'énergie durable évoqué dans le PIR. En plus de réduire l'impact environnemental de tout nouveau chantier et d'adopter des principes d'intendance et de biodiversité rigoureux, Énergie NB doit tenir compte de l'évolution de la réglementation en matière d'environnement. Ces avantages comprennent:

- Nouvelle réglementation en matière de GES (dioxyde de carbone ou CO<sub>2</sub>) s'ajoutant à la réglementation applicable au charbon;
- Réglementation à venir sur les polluants atmosphériques (dioxyde de soufre [SO<sub>2</sub>], oxyde d'azote [NO<sub>x</sub>], émissions de particules totales [PT] et mercure [Hg]);
- Modifications possibles de la *Loi sur les pêches*; et
- Modifications possibles de la *Loi sur les espèces en péril (LEP)*.

#### **Nouvelle réglementation en matière de GES**

Dans la foulée de la réglementation sur le charbon déjà en vigueur, la réglementation en matière de GES pourrait bien toucher d'autres combustibles, dont le mazout et le gaz naturel. Tout cela pourrait avoir une incidence sur les centrales thermiques (émettrices de GES) en place - notamment celle de Coleson Cove - ainsi que sur les ententes d'achat d'énergie tirées du gaz naturel. Le 12 décembre 2015, le Canada a inscrit dans l'Accord de Paris une cible globale de réduction de 30 pour cent de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005.

Pour évaluer l'incidence de la réglementation en matière de GES sur la planification du PIR, Énergie NB y intègre une analyse de sensibilité devant comprendre une certaine forme de prix du carbone (soit un système d'échange de droits d'émissions ou des taxes sur le carbone) afin de pouvoir saisir l'effet potentiel sur l'environnement. Cette analyse de sensibilité comporterait une hypothèse quant à l'éventuel coût environnemental du cycle complet du carbone, de son extraction à sa transformation en divers combustibles jusqu'à l'utilisation de ceux-ci pour produire de l'électricité. Une analyse de sensibilité au sujet d'une fermeture précoce des centrales au charbon d'ici 2030 est également comprise dans le rapport PIR. Les répercussions des émissions de GES et les coûts associés de ces sensibilités peuvent être trouvés dans la section 10.4 (Analyse de sensibilité) de ce rapport.

#### **Prix du carbone**

Dans le cadre de l'analyse de sensibilité pour la réglementation potentielle des GES, les prix du carbone appliqués étaient conformes à l'approche du Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique sur la tarification de la pollution au carbone.<sup>9</sup> Cette approche précise le prix de la pollution au carbone pour les juridictions ayant un système explicite fondé sur la tarification, le prix du carbone devrait commencer à dix dollars la tonne en 2018 et augmenter de dix dollars par année jusqu'à 50 dollars la tonne en 2022.

---

<sup>9</sup> <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/documents/weather1/20170125-fr.pdf>

### **Réglementation à venir sur les polluants atmosphériques**

Les deux principales centrales thermiques que compte Énergie NB, soit les centrales électriques de Belledune et de Coleson Cove, sont dotées de matériel antipollution. Depuis l'installation de ce matériel au début des années 1990, les émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et de particules totales (PT) ont énormément diminué. En fait, les taux de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et de PT sont plutôt faibles si on les compare à ceux de centrales similaires installées dans d'autres territoires. L'arrivée de nouveaux règlements pourrait néanmoins pousser Énergie NB à modifier ses installations et à réduire davantage ses émissions. Énergie NB participe pleinement à ce processus, de concert avec Environnement Canada.

### **La Loi sur les pêches et la Loi sur les espèces en péril (LEP)**

La *Loi sur les espèces en péril (LEP)* du Canada vise à conserver, à protéger et à rétablir les espèces en voie de disparition ou menacées et à encourager la gestion des espèces préoccupantes afin d'éviter qu'elles ne deviennent plus à risque. La Loi vise à prévenir la disparition ou l'extinction des espèces indigènes et à préserver la biodiversité au Canada. L'examen de la *Loi sur les pêches* et de la *LEP* est effectué dans les centrales thermiques actuelles et futures qui ont besoin d'eau de refroidissement additionnelle comme exigence opérationnelle pour éviter la mortalité des poissons.

Toute modification de cette loi pourrait avoir des répercussions sur les installations hydroélectriques actuelles et à venir relativement au passage des poissons. Énergie NB propose un projet qui va permettre l'exploitation de la centrale jusqu'à sa durée de vie utile initiale de 100 ans grâce à une approche modifiée de l'exécution de travaux d'entretien, de l'ajustement et du remplacement de l'équipement mécanique au fil du temps. Énergie NB continuera de collaborer avec l'Institut des rivières canadiennes (CRI) et le ministère des Pêches et des Océans pour atteindre des objectifs ciblés en matière de passage des poissons sur le fleuve Saint-Jean, selon les données scientifiques, les études en cours, les commentaires des Premières nations et des intervenants et les futures décisions réglementaires.

Cette option permettra d'ajouter une passe à poissons multi espèce aux installations existantes, en utilisant une technologie améliorée et en tirant parti d'une meilleure compréhension du comportement des poissons en fonction de la recherche en cours par le CRI. Les études sur les écoulements environnementaux entreprises par le CRI peuvent conduire à des régimes de débit améliorés.

Des fonds ont été alloués dans le budget du projet à hauteur d'environ 100 millions de dollars pour assurer l'installation d'une passe à poissons multi-espèces adéquate. Selon cette option, les répercussions environnementales et sociales durant les activités d'exploitation seraient conformes au statu quo et pourraient être améliorés.

## **5.5.2. Pilier « Société » de l'énergie durable**

Le pilier « Société » de l'électricité durable comprend quatre grands principes, à savoir :

- Les relations avec les Premières nations
- La communication et l'engagement;
- La santé et la sécurité; et
- Le milieu de travail

**Figure 20 : L'aîné George Paul et des employés d'Énergie NB participent à un atelier de sensibilisation aux réalités culturelles**



Énergie NB est consciente de la nécessité de porter un nouveau regard sur les relations avec les Premières Nations et sur ses communications et son engagement avec la clientèle. Ces secteurs feront l'objet d'améliorations dans la démarche entamée par Énergie NB pour se hisser dans le quartile supérieur. Énergie NB reconnaît les intérêts, la culture et l'importance distincts des Premières Nations et s'efforce d'établir des relations avec les collectivités des Premières Nations partout au Nouveau-Brunswick. C'est pourquoi nous travaillons à bâtir des relations avec les communautés des Premières Nations du Nouveau-Brunswick. Nous nous engageons à favoriser des relations positives et productives, y compris les organisations, les ministères et les organismes qui travaillent avec et représentent les individus et les collectivités des Premières nations.

Énergie NB s'emploie à faire partie des meilleurs services publics d'Amérique du Nord, surtout en matière de sécurité. En novembre 2013, sa haute direction et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE) (section locale 37) se sont engagées à refaire de cette société l'un des services publics les plus sécuritaires qui soient en Amérique du Nord. En renouvelant ainsi leur engagement par écrit, Énergie NB et la section locale 37 de la FIOE travailleront de concert pour que la sécurité fasse partie des grandes priorités.

Les réalisations d'Énergie NB en milieu de travail et en matière de santé et sécurité ont été reconnues. Cet engagement en matière de sécurité comprend également la promotion de la sécurité électrique dans la communauté et des campagnes de sécurité publique avec des publicités à la radio, à la télévision et dans les journaux, ainsi que des campagnes de sensibilisation scolaire. Énergie NB participe aux Journées de sécurité pour tous les entrepreneurs de la province. Les champions de la sécurité se réunissent également au moins une fois par année avec les groupes de premiers intervenants des services d'incendie et des groupes de police pour leur enseigner et les informer sur les lignes électriques abîmées ou endommagées.

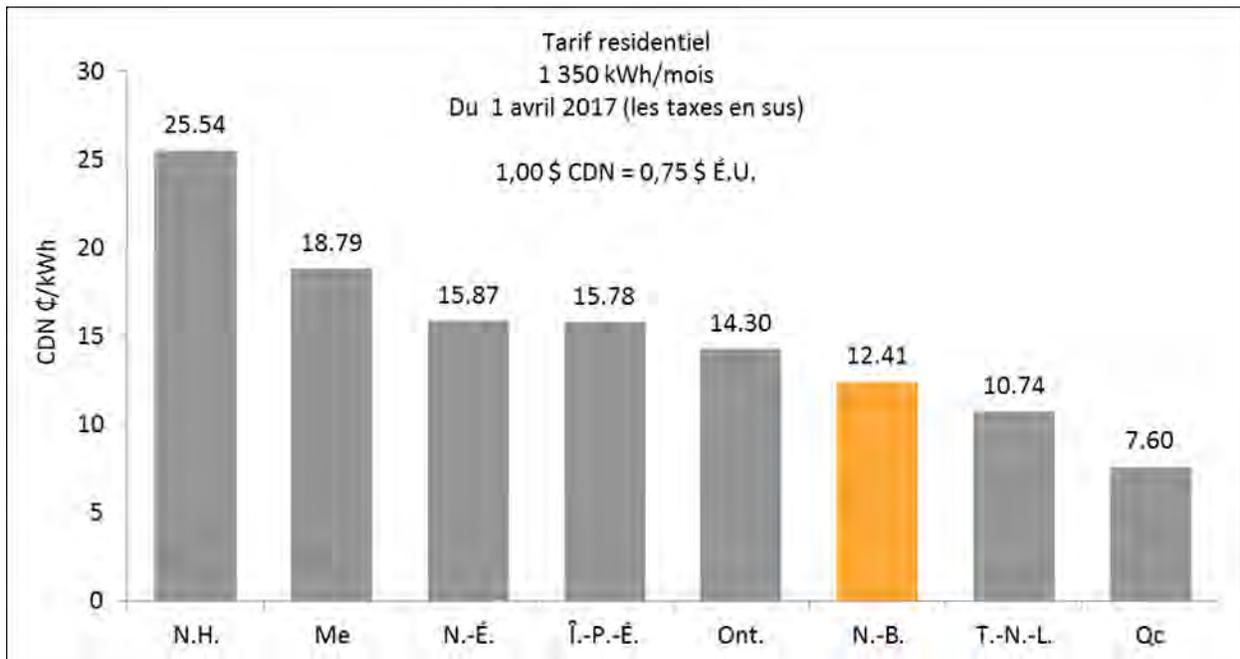
### 5.5.3. Pilier « Économie » de l'électricité durable

Le pilier « Économie » de l'électricité durable comprend trois grands principes, à savoir :

- la valeur économique;
- l'efficacité énergétique;
- la sécurité de l'approvisionnement

L'optimisation de la valeur économique et la sécurité des approvisionnements font partie des grands principes d'Énergie NB. Il est reconnu que les tarifs d'électricité imposés au Nouveau-Brunswick figurent parmi les plus bas de la région (inférieurs à ceux de Maritime Electric à l'Î.-P.-É., de la Central Maine Power, de Public Service New Hampshire, d'Hydro One et de Newfoundland Power). Seules Hydro-Québec et Newfoundland Power ont des tarifs résidentiels plus bas.

Figure 21 : Tarif résidentiel d'électricité selon la région<sup>10</sup>



En matière de sécurité de l'approvisionnement, Énergie NB dispose de sources diversifiées, dont l'hydroélectricité, l'éolien, le nucléaire, la biomasse et la production à partir de combustibles fossiles. Une telle diversité réduit au minimum l'exposition au risque que pourrait présenter l'un ou l'autre type de production. Cette caractéristique accroît la sécurité d'approvisionnement pour les abonnés d'Énergie NB. L'importance d'assurer le transport et la capacité de distribution pour un transfert d'électricité fiable et efficace est également importante pour la sécurité de l'approvisionnement. Énergie NB continue d'améliorer et de maintenir l'infrastructure de livraison et a conclu un partenariat pluriannuel avec Siemens pour moderniser le réseau.

<sup>10</sup> Le taux de change indiqué dans ce tableau était à jour au moment de la publication du graphique et peut ne pas être cohérent avec les taux de change utilisés dans cette étude.

Par le passé, Énergie NB a atteint avec plus ou moins de succès ses objectifs en matière d'efficacité énergétique et de gestion de la demande. Elle renouvelle donc ses efforts en ce sens par l'entremise de l'initiative Éconergie NB d'Énergie NB. Cette initiative prévoit une réduction de la demande par la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique, ainsi que son déplacement grâce à l'infrastructure de réseau efficace. D'autres détails sur Éconergie NB se retrouvent à la section 8 (Efficacité énergétique, gestion de la demande et réseau intelligent).

## 5.6. Norme de portefeuille renouvelable

Énergie NB dispose de l'un des parcs de production d'électricité les plus diversifiés de l'Amérique du Nord. Parce qu'elle a décidé de développer l'hydroélectricité et la biomasse il y a plusieurs décennies et, plus récemment, ses ressources éoliennes, la province est devenue un chef de file en matière de diversité énergétique renouvelable en Amérique du Nord. Énergie NB répond actuellement à environ 36 pour cent des besoins en électricité de la province même en misant sur des sources indigènes comme l'éolien, la biomasse et l'hydroélectricité.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick s'est engagé à accroître le développement d'encore plus d'énergies renouvelables en créant une nouvelle Norme de portefeuille renouvelable. Celle-ci fera partie de la *Loi sur l'électricité* en vertu de laquelle Énergie NB devra s'assurer que, d'ici 2020, 40 pour cent des ventes d'électricité destinée à la province proviendront de sources renouvelables. L'importation d'énergie renouvelable sera également admissible en vertu de cette nouvelle norme. Tout en conférant à Énergie NB plus de latitude pour respecter au meilleur coût possible ses obligations liées à la nouvelle norme, cette approche va dans le même sens que la stratégie globale de réduction de la dette.

La norme vise à diminuer la production d'énergie à partir de combustibles fossiles. Un tel objectif pourra être atteint par la réduction de la consommation d'énergie ou la construction d'installations d'énergie renouvelable. Dans la plupart des cas, l'efficacité énergétique coûte moins cher que la construction de tranches de production d'énergie renouvelable. En conséquence, Énergie NB consacrera beaucoup d'efforts aux programmes de régulation de la demande, qui l'aideront à atteindre les objectifs prévus à la norme.

Pour que le Nouveau-Brunswick continue de s'améliorer sur le plan environnemental, l'efficacité énergétique devra avoir une place de choix. Grâce à la réduction et au déplacement de la demande déclenchés par l'initiative Éconergie NB, Énergie NB aura moins besoin de l'électricité de centrales alimentées au combustible fossile, ce qui augmentera du coup le pourcentage d'énergie de source renouvelable sur le réseau. Des programmes novateurs menant à d'importantes réductions de la consommation permettront à Énergie NB d'atteindre 40 pour cent des objectifs de la norme de la façon la plus rentable et la plus efficace qui soit.

Le PIR fait place à d'autres ressources renouvelables, afin d'atteindre des objectifs de la NPR de 40 pour cent d'ici 2020. Énergie NB s'est permis de penser que le développement de ressources énergétiques provenant de projets locaux à petite échelle se ferait dans le cadre du programme gouvernemental de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE). Une demande d'expression d'intérêt a été lancée par Énergie NB qui verra le développement de la capacité renouvelable additionnelle installée d'ici 2020.

Le présent PIR suppose que cette mise en place se fera par étapes, de sorte que, d'ici 2020, le réseau disposera de 80 MW de capacité d'énergie renouvelable additionnelle. De plus, Énergie NB ajoutera 13 MW additionnels de production intégrée. Ces programmes vont cibler l'installation de projets d'énergie renouvelable sur le réseau de distribution. Pour gérer l'intégration de cette mise en place, Énergie NB se consacrera à des projets procurant une flexibilité de livraison et pouvant s'intégrer à son initiative de réseau intelligent. Cette approche est expliquée en détail à la section 8 (Efficacité énergétique, gestion de la demande et réseau intelligent).

Bien qu'elles ne soient pas comprises dans la Norme de portefeuille renouvelable, les installations qui n'émettent pas de GES, comme la centrale nucléaire de Point Lepreau, contribuent dans une forte proportion à réduire l'utilisation de combustibles fossiles. La centrale électrique de Point Lepreau, remise en service après sa réfection en 2012, produit un autre 35 pour cent des besoins en électricité de la province en produisant une énergie nucléaire qui n'émet pas de GES. On estime donc que, d'ici 2020, 75 pour cent des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick proviendront de sources renouvelables ou sans émission de GES.

Le reste des besoins sera comblé par une combinaison de ressources renouvelables et non renouvelables, pour garder un degré raisonnable de diversité quant aux types de production. La nature de ces ressources est présentée à la section 6 (« Choix des sources d'approvisionnement »).

Les principaux objectifs de la NPR sont les suivants :

- Prix de l'énergie faibles et stables – L'intégration d'autres sources d'énergie renouvelable aidera à protéger contre la volatilité des prix de l'électricité tirée de combustibles fossiles.
- Sécurité énergétique – L'établissement d'autres sources provinciales d'énergie renouvelable amoindra la dépendance d'Énergie NB à l'égard des combustibles fossiles importés.
- 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 puisqu'elle produira moins d'électricité à partir de combustibles fossiles.

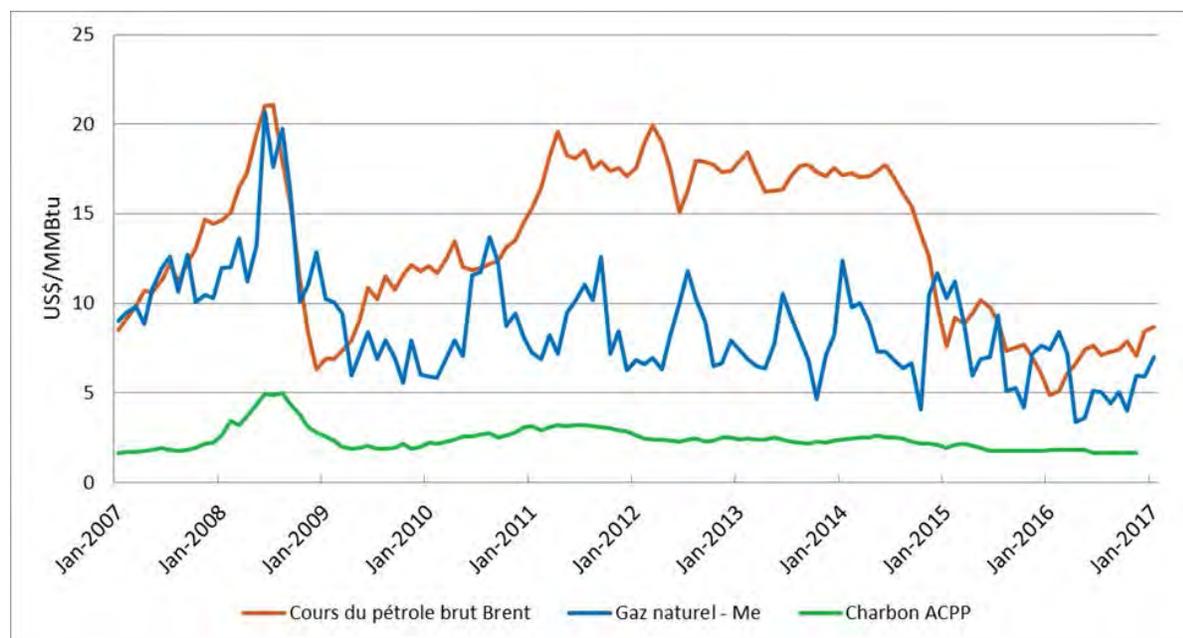
## 5.7. Prédiction du prix des combustibles

Il a été mentionné qu'Énergie NB dispose de l'un des réseaux électriques les plus diversifiés en Amérique du Nord. En conséquence, le réseau a une dépendance directe envers certains combustibles, dont le charbon, le mazout et le nucléaire, et une dépendance indirecte à l'égard du gaz naturel et de la biomasse en vertu de ses ententes d'achat d'énergie.

Énergie NB achète du charbon, du mazout lourd n° 6, du mazout léger n° 2 et du combustible nucléaire. De plus, ses EAE l'exposent aux prix du gaz naturel et à ceux du marché de gros pour l'électricité. Au cours des dix dernières années, les achats de combustibles et d'électricité effectués par Énergie NB pour répondre aux besoins des abonnés de la province lui ont coûté en moyenne entre 500 millions et 600 millions de dollars par année.

Le prix des hydrocarbures est reconnu pour son instabilité et son incertitude. Le graphique présenté à la figure 22 fournit une indication de la variation du prix du carburant depuis janvier 2007. Grâce à une combinaison diversifiée de combustibles, Énergie NB atténue le risque avec une grande partie de ces variations de prix.

**Figure 22 : Suivi de l'indice du prix des combustibles**



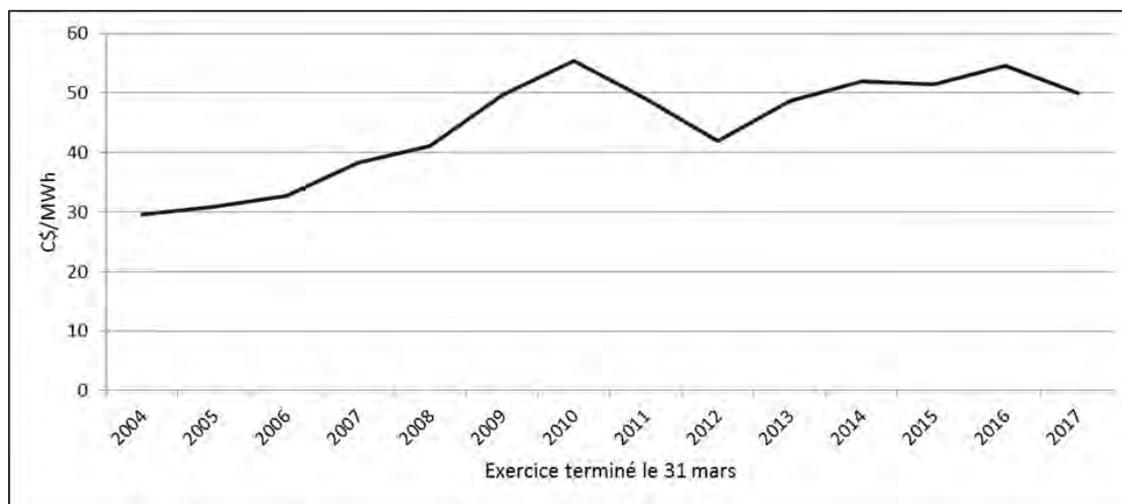
Les indices correspondent aux centres d'échanges de chaque combustible mentionné. Divers centres d'échanges traitent de chacun, par exemple :

- Cours du pétrole brut Brent : cet indice reflète le cours mondial du pétrole;
- Gaz naturel : prix livré au Maine;
- Charbon ACPP : charbon thermique en provenance de la région centrale des Appalaches américaines.

Le prix du gaz naturel au Maine donne un aperçu du prix auquel Énergie NB achète son gaz naturel, mais il n'est pas tout à fait exact puisqu'il ne tient pas compte des frais d'acheminement du gaz jusqu'au brûleur. De plus, les prix du graphique précédent correspondent à l'indice des prix moyens au cours du mois visé. Les prix journaliers sont plus volatils que les prix mensuels.

Les prix des combustibles et des achats d'énergie affichent une hausse constante depuis plusieurs années. La situation est imputable au coût toujours plus élevé des combustibles et des achats d'énergie, ainsi qu'à l'augmentation du volume des ventes d'électricité. Comme le démontre la figure 23, le prix moyen du carburant et des achats d'électricité a connu une tendance à la hausse au cours des 10 dernières années, avec une croissance annuelle moyenne d'environ deux pour cent par année. Notons que ce calcul exclut la production hydroélectrique afin d'éliminer les répercussions d'une production annuelle qui varie fortement.

**Figure 23 : Suivi du prix moyen des combustibles et des achats d'énergie**



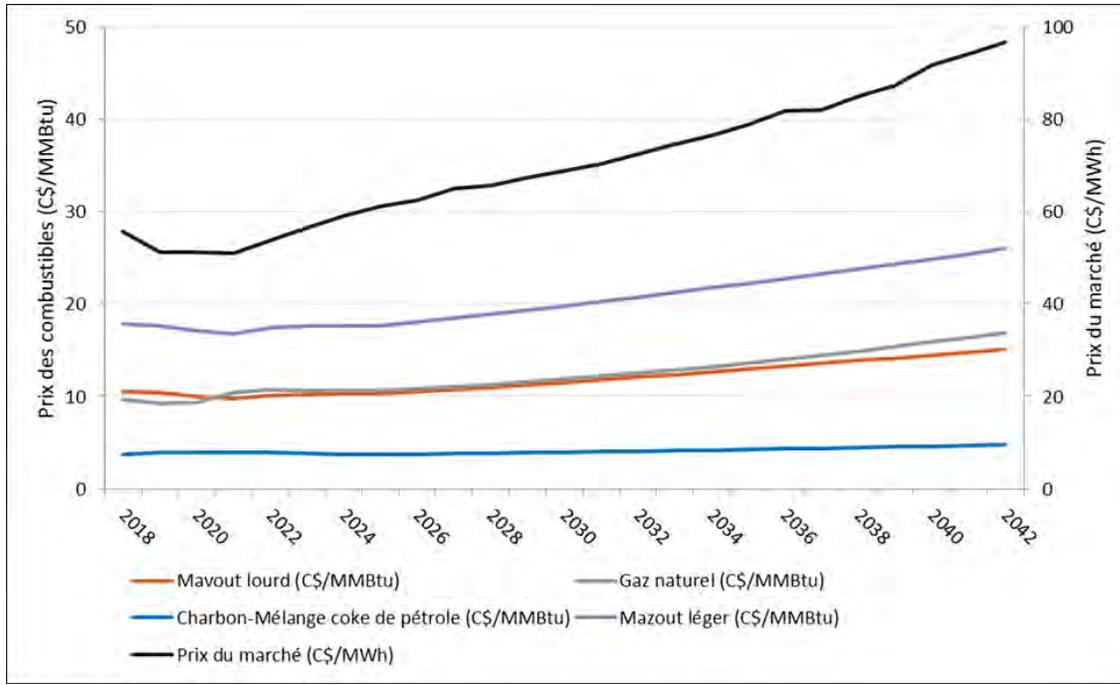
L'importante variation de prix survenue dans la dernière partie de cette période s'explique à la fois par les fluctuations du prix des combustibles et celles de la demande en électricité de la province. Dans la période allant de 2008 à 2010, la consommation d'électricité de la province a en effet diminué en raison d'une importante chute de la demande du milieu industriel. La demande en électricité à l'intérieur de la province s'est ensuite progressivement stabilisée, pour augmenter légèrement après 2010. Le prix des combustibles a aussi fluctué au long de cette période, comme le démontre la figure 23.

Dans le reste du PIR, Energy Ventures Analysis Inc, un consultant externe spécialisé dans le domaine, sera la principale source de prévisions à long terme relatives aux prix du marché et des combustibles. Energy Ventures Associates constitue la principale source d'évaluation du prix des combustibles et produits de base du présent PIR.

Également, les prévisions relatives au prix des combustibles des trois premières années étudiées dans le PIR proviennent du dernier budget d'Énergie NB. Les prévisions budgétaires se fondent sur les prix à terme applicables au moment de leur préparation. Dans le cas des années non inscrites au budget, les prévisions proviennent de Energy Ventures Associates. Les prévisions obtenues sont indiquées en devises américaines (non indexées), au taux de l'exercice en cause. On a ensuite converti les dollars américains en argent canadien à l'aide d'un « taux de change futur prévu ». Les prévisions relatives au

prix des combustibles ainsi obtenues sont présentées à la figure 24, et les données correspondantes sont fournies à l'annexe 3 (Prévisions relatives aux prix du combustible et du marché).

**Figure 24 : Prévisions relatives au prix des combustibles**



Les prix du marché figurant au tableau proviennent du centre d'échanges du Massachusetts (Mass Hub) et sont en étroite corrélation avec ceux du gaz naturel. L'indice de prix du centre d'échanges du Massachusetts établit le prix de base, sur le marché, de l'électricité qu'Énergie NB achète ou de celle qu'elle offre en même temps que d'autres.

Tel que mentionné, le prix du gaz naturel indique les prix de livraison du gaz naturel dans le Maine, plus les coûts supplémentaires pour la livraison aux centrales. La source de gaz pourrait provenir des réserves extracôtières restantes de l'île de Sable ou de la région de gaz de schiste de Marcellus située principalement en Pennsylvanie. Le gaz naturel pourrait aussi provenir de l'ouest du Canada. La disponibilité et la tarification de ces sources reposent sur la disponibilité suffisante de la capacité pipelinière à l'avenir. À l'avenir, d'autres sources pourraient provenir du gaz naturel liquéfié (GNL), où le transport pourrait être assuré par une combinaison de navires, de pipelines et de camions. Indépendamment de la source, les prix à long terme livrés devraient être compétitifs. La décision de s'approvisionner en gaz spécifique est davantage liée à la sécurité de l'approvisionnement à long terme et à la garantie d'une livraison fiable et rentable. Énergie NB continue d'étudier ces sources de rechange et les options de transport.

En plus de fournir ces prévisions relatives aux prix du combustible de base, le PIR comprend diverses hypothèses associées à des limites de prix inférieures et supérieures. On a ainsi pu obtenir une analyse donnant des prix potentiels futurs des combustibles assez différents de ceux qui émanent du scénario de référence. Pour faire une synthèse des scénarios du présent PIR, on a retenu les prix minimums et maximums des combustibles. L'effet de ces sensibilités est analysé en détail à la section 10.4 (« Analyse de sensibilité »)

## 5.8. Paramètres économiques et financiers à long terme

### 5.8.1. Introduction générale

Une évaluation ou une projection de certains paramètres financiers s'impose pour déterminer le coût moyen actualisé de l'électricité (ou LCOE, pour Levelized Cost Of Electricity) lié à chacun des types de production envisagés. Le coût moyen actualisé de l'électricité correspond à la valeur actualisée nette du flux des coûts lié à un type de production d'électricité en particulier sur sa durée de vie économique pour obtenir 1 kWh d'électricité; on parle notamment des coûts d'immobilisations et des combustibles, des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, de même que des coûts environnementaux externes et des impôts à payer. Le coût moyen actualisé de l'électricité est utilisé pour évaluer et comparer l'économie relative de chacune des options de production potentielles. Les résultats de cette analyse de coût sont donnés à la section 7 (« Résultats de l'analyse de l'approvisionnement »).

Les paramètres financiers dont le présent PIR tient compte sont les suivants :

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

Ces paramètres financiers servent aussi à d'autres analyses ou applications, notamment celles qui ont trait à la gestion de la demande et de l'efficacité énergétique, à la modélisation Strategist<sup>11</sup>, à l'incidence des tarifs et à la plupart des autres analyses de la valeur actualisée nette (VAN).

La présente section résume et explique le processus retenu pour obtenir les évaluations ou prévisions en question.

### 5.8.2. Indice des prix à la consommation

L'indice des prix à la consommation (IPC), qui permet d'ajuster les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration au fil des ans, devrait augmenter de deux pour cent par année. La projection est produite à partir du dernier Rapport sur la politique monétaire de la Banque du Canada<sup>12</sup>, publié en janvier 2017. Elle puise aussi dans une étude de l'écart de rendement entre les obligations à terme et les obligations à rendement réel du gouvernement du Canada.

---

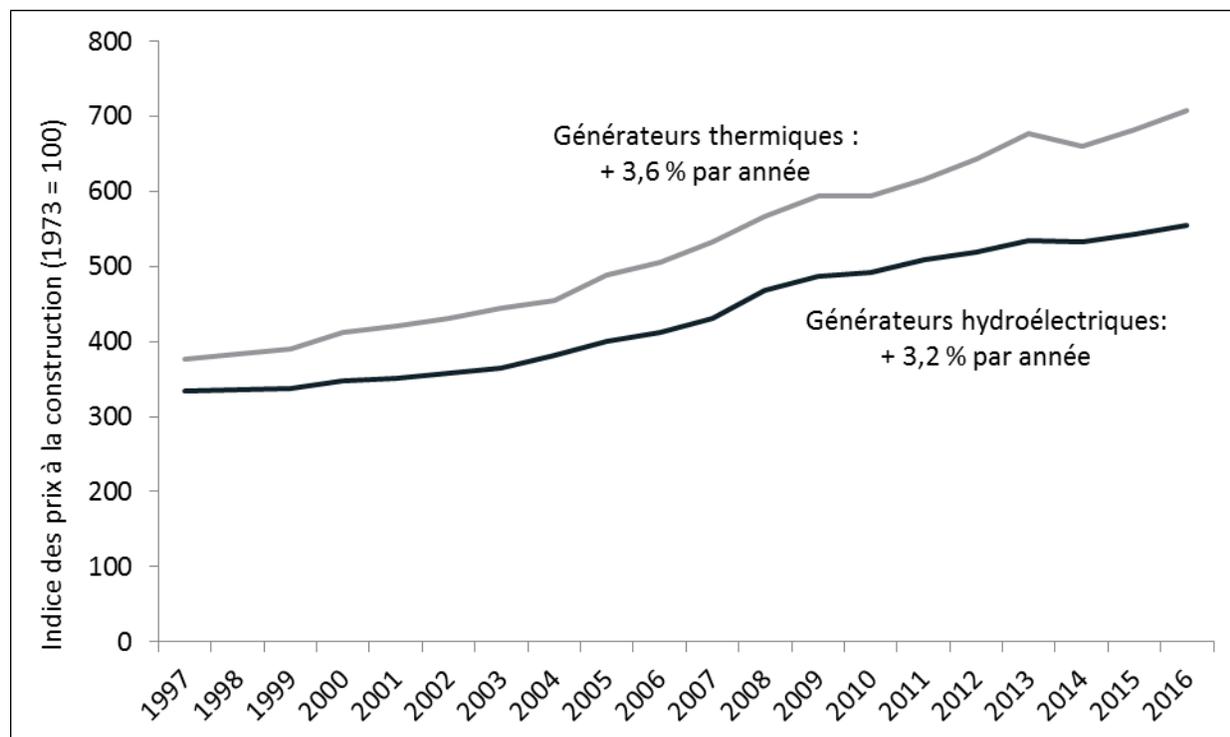
<sup>11</sup> Strategist (anciennement PROSCREEN II) est un logiciel propriétaire développé par Ventyx, une société ABB, et largement utilisé par les compagnies d'électricité à des fins d'IRP. La CESP du Nouveau-Brunswick a examiné et approuvé l'utilisation du modèle PROSCREEN II, prédécesseur du modèle Strategist, à des fins de planification du réseau.

<sup>12</sup> <http://www.banqueducanada.ca/wp-content/uploads/2017/01/rpm-2017-01-18.pdf>

### 5.8.3. Indice des prix à la construction

L'indice des prix de la construction des services d'électricité a progressé en moyenne entre 3,2 et 3,6 pour cent par année, selon le type de projet de développement. L'historique est tiré de l'information la plus récente tirée de la publication de Handy Whitman sur les coûts de construction des services publics<sup>13</sup> et illustrée à la figure 25. Deux indices historiques des prix de la construction sont présentés, en fonction de projets de production thermique et hydroélectrique.

Figure 25: Suivi de l'indice des prix à la construction



Ce graphique démontre que les augmentations annuelles historiques des coûts de construction des installations ont varié d'un minimum d'un pour cent à un maximum de huit pour cent au cours d'une année donnée. Comme nous l'avons mentionné, la croissance à long terme dépend beaucoup de la prise en compte de la construction de centrales thermiques, qui ont connu une augmentation des coûts plus élevée au cours des 20 dernières années que les coûts de production hydroélectrique. Ce PIR considère une croissance des prix de la construction conforme à cette perspective historique. Une hypothèse de croissance distincte a également été appliquée conformément aux tendances historiques pour les générateurs thermiques et les générateurs hydroélectriques. Pour obtenir cette prévision, il est présumé que les besoins globaux en investissements d'infrastructures d'énergie électrique iraient en accélérant, puisque le roulement du capital-actions se poursuit devant le vieillissement des infrastructures durant la période visée par la planification (soit de 2017-2018 à 2041-2042). On s'attend aussi à ce que le prix des matériaux industriels (comme l'acier, le cuivre et le béton) continue d'augmenter devant cette demande ininterrompue.

<sup>13</sup> <https://www.wrallp.com/about-us/handy-whitman-index>

Dans le cadre du présent PIR, on a mené des analyses de sensibilité afin de repérer les incertitudes liées aux principales hypothèses. L'incidence de ces sensibilités sur les coûts d'immobilisations à venir et leurs répercussions sur le PIR sont présentées à la section 10.4 (« Analyse de sensibilité »).

#### 5.8.4. Taux de change

De nombreux facteurs influencent la valeur du dollar canadien face au dollar américain. En voici les principaux :

- les modalités de l'échange (c'est-à-dire les prix relatifs des produits pétroliers et autres produits de base que le Canada exporte, comparativement à ceux qu'il importe);
- l'écart entre les taux d'intérêt de part et d'autre de la frontière;
- la parité du pouvoir d'achat, c'est-à-dire le taux d'inflation au Canada comparativement à celui des États-Unis.

Le taux de change se situe actuellement à environ 1,35 pour la paire USD/CAD. Autrement dit, un dollar américain permet d'acheter 1,35 dollar canadien. Ce taux ne devrait pas varier de façon significative à court terme (soit d'ici quatre ans). Le tableau qui suit tient compte de récentes ventes de devises.

	USD/CAD
2018	1,33
2019	1,33
2020	1,32
2021	1,31

Le taux de change à long terme a été considéré à 1,18 pour la paire USD/CAD, commençant après la dixième année de la période de planification. Les taux de change ont une incidence directe sur les prix des combustibles et des marchés, puisque ceux-ci sont exprimés en dollars américains. Afin de repérer les incertitudes liées aux taux de change, on a mené des analyses de sensibilité portant sur les prix des combustibles et des marchés.

#### 5.8.5. Coût moyen pondéré du capital

Dans le cas d'un investisseur public comme une société financée par le gouvernement, certaines réalités (p. ex. le coût d'endettement et le ratio d'endettement) peuvent différer de ce que l'on trouverait chez un investisseur privé. Pour cette raison, le coût moyen pondéré du capital (CMPC) fera ici l'objet de deux calculs distincts : un qui reflète la réalité des investisseurs publics, et un autre qui convient aux investisseurs privés.

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) se calcule comme suit :

$$\text{CMPC} = r \times (1-t) \times \text{Ratio d'endettement} + \text{RCP} \times \text{Ratio des capitaux propres}$$

où:

- r est le taux d'intérêt de la dette
- t est le taux d'imposition du revenu des sociétés
- RCP est le rendement des capitaux propres (après impôts)

$$\text{Ratio d'endettement} = \frac{\text{Dettes}}{\text{Dettes} + \text{Capitaux propres}}$$

$$\text{Ratio des capitaux propres} = \frac{\text{Capitaux propres}}{\text{Dettes} + \text{Capitaux propres}}$$

La figure 26 résume et explique comment on a calculé le CMPC de deux catégories d'investisseurs.

Figure 26 : Coût moyen pondéré du capital

<b><u>Le calcul du coût moyen pondéré du capital</u></b>									
<b><u>Hypothèses communes</u></b>									
<b><u>Coût moyen pondéré du capital (CMPC) après impôts:</u></b>									
<u>Entrepreneur</u>	<u>Cote de crédit</u>	<u>Ratio d'endettement</u>	<u>Ratio des capitaux propres</u>	<u>Taux des obligations à long terme</u>	<u>Écart</u>	<u>Commission de garantie</u>	<u>Taux d'intérêt</u>	<u>Rendement des capitaux propres</u>	<u>CMPC</u>
Privé	BBB	60%	40%	4,25%	225 b.p.	0%	6,50%	11,0%	7,13%
Public	A+	80%	20%	4,25%	100 b.p.	0,65%	5,90%	5,9%	5,90%
<b><u>Remarques générales</u></b>									
1. Le CMPC est généralement utilisé par les entreprises pour évaluer les décisions d'investissement. Le taux est utilisé pour actualiser les flux de trésorerie après impôts découlant d'un investissement donné.									
2. Un producteur d'énergie privé réputé et solvable, tel qu'Émera, Fortis ou Enbridge, a une cote de crédit BBB.									
3. Il est présumé que la cote de crédit des entreprises parrainées par le gouvernement, telle qu'Énergie NB, est la même que celle de l'entité gouvernementale qui les parraine. La cote de crédit du gouvernement du Nouveau-Brunswick est A+.									
4. Pour les projets élaborés par Énergie NB, il est présumé que ces projets sont financés à 80 pour cent de la dette et qu'une garantie de prêt de 0,65 pour cent s'applique. Le RCP d'Énergie NB a été présumé correspondre au taux de financement de la dette.									
5. Il est présumé qu'un investisseur privé aurait un ratio d'endettement de 60 pour cent et un RCP avec un facteur d'endettement de 11 pour cent.									

## 6. OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT

### 6.1. Options d'approvisionnement traditionnelles

Les options d'approvisionnement disponibles dans ce PIR se composent d'une combinaison de choix de production qui comprennent les différentes tailles, les différentes sources d'approvisionnement, les différentes caractéristiques d'exploitation et les différents coûts. La liste suivante présente une liste de toutes les options d'approvisionnement comprises dans ce PIR. Cette liste comprend les grandes catégories, dont les options d'approvisionnement traditionnelles, les autres options d'approvisionnement, les options d'approvisionnement existant, et les options prolongation de la durée de vie et conversion.

- Options d'approvisionnement traditionnelles
  - Nucléaire
  - Gaz naturel
    - Turbines à combustion
    - Cycle combiné
  - Hydroélectricité
    - Centrale de Grand-Sault
    - High Narrows
  - Achats par interconnexion
    - Lower Churchill
    - Autres achats par interconnexion — projets d'expansion d'Hydro-Québec
- Autres options d'approvisionnement
  - Petites centrales de production hydroélectrique
  - Éolien
  - Énergie marine
    - Filière marémotrice
    - Vagues
  - Centrale mixte électrocalogène (production combinée de chaleur et d'électricité)
    - Biomasse
    - Piles à combustible
    - Microturbines
  - Combustion de biomasse en lit fluidisé bouillonnant
  - Déchets urbains solides
  - Énergie solaire photovoltaïque
  - Système géothermique amélioré
  - Accumulation par pompage
  - Accumulation d'air comprimé
- Approvisionnement existant, prolongation de la durée de vie et conversion
  - Prolongation de la durée vie des centrales de Millbank et Sainte-Rose

Ces options comprennent des options tant traditionnelles que renouvelables, et la plupart sont exploitées à des fins commerciales. Les projets de nature précommerciale sont pris en considération, ainsi que le fort niveau de coûts connexes pour ces options. Il est important de souligner que ces coûts et options se fondent sur l'information et l'expérience accessibles au moment de la préparation du rapport, et qu'aucune disposition n'a été prise pour prédire quelles nouvelles options feront leur apparition ni la réduction des coûts qui en découlerait. Il s'agit donc de l'aperçu le plus récent des coûts et options possibles. Vous trouverez une description détaillée de toutes les options à l'annexe 4 (options d'approvisionnement). Un résumé des paramètres et coûts est présenté sous forme de tableaux à l'annexe 5 (paramètres du coût du projet et de l'exploitation).

La description des options d'approvisionnement ainsi que les paramètres contenus à l'annexe 4 (options d'approvisionnement) ont été obtenus auprès du personnel de Hatch Energy (Hatch) et d'Énergie NB. L'étude fournit des prévisions de haut niveau sur le rendement de chaque centrale ainsi que des données relatives au coût pour chaque option proposée. Les prévisions comprises dans la présente étude fournissent une estimation de l'ordre de grandeur : elles reposent sur des données limitées et incomplètes. Par conséquent, bien que le travail, les résultats, les estimations et les prévisions dont l'étude fait état constituent une bonne indication générale de la nature et de la qualité de l'étude, il ne s'agit pas de données absolues. Il faudra donc, au moment de la prise de décisions quant à la sélection et à la mise en œuvre des options d'approvisionnement, procéder à des travaux techniques plus précis afin de fournir les estimations de coûts définitifs les plus exactes possible.

Les estimations de coûts fournies par Hatch font référence à des emplacements situés au Nouveau-Brunswick, même si aucun emplacement précis n'a encore été sélectionné pour chaque option, sauf lorsqu'il s'agit d'ajouts ou de modifications à des installations dont Énergie NB est déjà propriétaire.

Pour l'examen de chaque source d'énergie renouvelable effectué dans le cadre de cette étude, on s'est fondé sur un emplacement indéterminé situé au Nouveau-Brunswick (sur la terre ferme ou au large des côtes, l'électricité passant par le réseau électrique du Nouveau-Brunswick). Dans certains cas, on s'est servi de l'information disponible sur la nature de la ressource que l'on retrouve dans la province pour déterminer la technologie la mieux adaptée pour extraire l'énergie provenant de cette ressource.

Le rendement des sources d'énergie thermique a été estimé dans des conditions moyennes de température ambiante et en présumant un refroidissement à passage unique à l'eau de mer. Les systèmes de captage de CO<sub>2</sub> et le prix du carbone n'ont pas été inclus dans les estimations initiales. L'effet de l'établissement du prix du carbone a été analysé séparément à la section 10.4 (« Analyse de sensibilité »).

Les coûts d'immobilisations se fondent sur les données internes de Hatch tirées de projets similaires récents, ainsi que sur les données de l'industrie qui sont accessibles au public sous forme de conférences, de rapports, de documents techniques et d'autres publications. Là où c'était nécessaire, les coûts du projet historique cité en référence ont été ajustés pour tenir compte de l'inflation et adaptés au dollar canadien de 2013. Les coûts associés à la gestion de la construction, à l'ingénierie et à la gestion du projet, de même que les contingences, reposent sur l'expérience vécue par Hatch.

Les coûts du projet comprennent le déplacement vers le site, l'acquisition et l'installation du matériel de production, les contingences, l'obtention de permis, l'ingénierie et la gestion.

Pour certaines des options, on a fourni une « fourchette de coûts d'immobilisations » auxquels on peut s'attendre pour des projets ayant lieu au Nouveau-Brunswick. Cela permet de prendre en compte les facteurs propres à l'emplacement et ceux de définition du projet. En général, l'énergie renouvelable est extraite à partir de ressources à densité énergétique plutôt faible ; les méthodes d'extraction et le choix des technologies qui y sont associées contribuent au calcul de la fourchette d'estimation des prix.

Il faut noter que le terme « fourchette » d'estimation des prix utilisé dans cette étude n'est pas synonyme d'« exactitude » de l'estimation. L'exactitude est fonction du contenu technique ; on peut l'améliorer en définissant davantage la portée, en précisant les données propres à l'emplacement et en examinant les éléments de coût du projet cités dans les devis des fournisseurs, entre autres.

Les coûts d'immobilisations fournis par Hatch sont présentés en tant que coûts de base : ils ne tiennent pas compte de la hausse des coûts ni des coûts indirects, des coûts de propriété ou des intérêts s'appliquant pendant la construction. Énergie NB a cependant prévu un taux d'intérêt de 5,90 % s'appliquant pendant la construction, ce qui correspond aux projets à financement public. On a également tenu 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 d'hydroélectricité et de 3,6 pour cent par année pour toutes les autres options d'approvisionnement. Ces indices de prix ont été tirés du Handy Whitman Index of Public Utility Construction Costs. Pour tous les autres coûts, y compris les coûts d'exploitation et d'entretien (O & M), la projection est de deux pour cent par année. De même, les coûts d'immobilisations ne comportent pas le transport et l'interconnexion ni les coûts de modernisation, puisque ces coûts sont propres à chaque emplacement. Dans la plupart des cas, les coûts indirects, les coûts de propriété et les coûts de transport devraient être faibles comparativement aux coûts d'immobilisations associés au projet. Il s'ensuit qu'ils n'auront aucune incidence sur l'exactitude relative des estimations initiales qui, comme mentionnées précédemment, fournissent une estimation de l'ordre de grandeur.

La description de l'exploitation de chaque centrale et des modes d'exploitation typiques cadre avec les estimations des coûts d'exploitation et d'entretien. Les coûts couvrent les exploitants de l'installation, la main-d'œuvre et le matériel d'entretien, ainsi que les coûts administratifs découlant du fonctionnement de l'installation, mais excluent les taxes et les redevances, les coûts administratifs relevant du propriétaire pour l'entreprise de service public, les bénéfices et les coûts indirects. Les coûts d'exploitation et d'entretien présentés sont ceux s'appliquant à la première année, il ne s'agit pas de coûts actualisés.

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. Les coûts d'exploitation peuvent également prévoir les réfections importantes, exprimées en coût par kW par année. On a utilisé la valeur actuelle des dépenses en réfections prévues pour calculer ces estimations.

## 6.2. Production distribuée individuelle et communautaire

Bien que la stratégie de planification traditionnelle des services publics est d'opter pour la planification à moindre coût en choisissant les options d'approvisionnement traditionnelles, nous devons maintenant tenir compte du rôle que jouent les communautés et les clients individuels dans l'élaboration du plan.

La section qui suit aborde les occasions d'exploiter les ressources naturelles du Nouveau-Brunswick pour en faire de l'énergie renouvelable. Elle présente une récapitulation des options d'approvisionnement possibles pour ce qui est de la production décentralisée. En outre, une discussion entourant les programmes permettant la production décentralisée dans la collectivité est fournie, ainsi que les options de production décentralisée pour les clients individuels qui seront offertes à l'avenir.

### **Programme de soutien existant**

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick et Énergie NB offrent une variété de programmes afin d'encourager la production décentralisée dans la collectivité. Ceux-ci favorisent la production décentralisée ainsi qu'une vaste répartition géographique des sources d'énergie renouvelable.

La section qui suit présente une brève description des occasions de production décentralisée dans la collectivité au Nouveau-Brunswick, notamment :

- Mesurage net
- Programme de production intégrée
- Programme d'énergie communautaire (en cours d'élaboration)
- Options de production décentralisées personnalisées aux clients

Les options en matière d'approvisionnement pour ces programmes de production décentralisée peuvent comprendre les éléments suivants :

- Les petites centrales hydroélectriques (consulter la section 4.2.1 pour plus de renseignements)
- La biomasse (consulter la section 4.2.4.1 pour plus de renseignements)
- Les petites centrales éoliennes atteignant jusqu'à environ 10 MW (consulter la section 4.2.2 pour plus de renseignements)
- L'énergie photovoltaïque (consulter la section 4.2.7 pour plus de renseignements).

Énergie NB fait également la promotion de la production décentralisée à l'échelle régionale par l'entremise d'ententes d'achat d'énergie. Traditionnellement, ces ententes se faisaient grâce à un processus de demande de propositions (DP). L'électricité produite dans le cadre de ces programmes permet à Énergie NB d'atteindre ses objectifs en matière d'électricité renouvelable.

### **Mesurage net**

Énergie NB offre un programme de mesurage net permettant aux clients de produire leur propre énergie renouvelable par le branchement d'une tranche de production de moins de 100 kW à son réseau de distribution. Pour y être admissible, les tranches de production doivent provenir de sources d'énergie renouvelable compatibles avec le programme Choix environnemental d'Environnement Canada<sup>14</sup> et la certification ÉcoLogo<sup>15</sup>, en plus de satisfaire aux normes entourant les produits servant à la production d'électricité renouvelable à faible impact, tel que le biogaz, la biomasse, l'énergie solaire, les petites centrales hydroélectriques et éoliennes.

Un compteur d'énergie nette spécial enregistre la quantité d'électricité qu'Énergie NB fournit au client et l'électricité qu'elle reçoit de sa tranche de production. Le client se voit ensuite facturer la quantité

---

<sup>14</sup> <http://www.ec.gc.ca/energie-energy/default.asp?lang=En&n=4F903768-1>

<sup>15</sup> <http://www.ecologo.org/common/assets/criterias/CCD-003.pdf>

nette d'électricité consommée et reçoit un crédit pour l'électricité vendue au réseau. Tout crédit non utilisé pendant la période de facturation actuelle est reporté aux périodes subséquentes jusqu'au 31 mars de chaque année ; après quoi les crédits retombent à zéro. Cette méthode permet au client de compenser une partie de sa consommation en produisant sa propre électricité. Par contre, en raison de la limite de 100 kW, le programme de mesurage net n'est généralement intéressant que pour les activités résidentielles et commerciales à petite échelle.

### **Production intégrée**

Le programme de production intégrée permet aux les entrepreneurs potentiels ou aux producteurs d'électricité indépendants de brancher leur tranche de production durable sur le plan environnemental au réseau de distribution de 12 kV d'Énergie NB. Les générateurs intégrés types peuvent comprendre les sites d'enfouissement, le biogaz, la biomasse, ainsi que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique et les technologies océaniques.

La taille de la tranche de production intégrée pourrait varier de 100 kW à 3 000 kW. Certains secteurs du réseau de distribution sont toutefois plus limités que d'autres, ce qui signifie que l'énergie produite pourrait être restreinte ou réglementée dans certaines régions de la province. La réserve initiale de ces programmes est actuellement de 20 000 kW (20 MW).

Le programme de production intégrée se distingue du programme de mesurage net, en ce sens que l'énergie produite par les producteurs d'électricité indépendants n'est pas utilisée en vue de compenser leur consommation d'électricité existante. Énergie NB achète plutôt l'énergie renouvelable et les réserves environnementales à un tarif de rachat garanti établi.

Ce tarif vise à faciliter la vente d'électricité par les producteurs d'électricité indépendants à Énergie NB à un prix fixe et stable en vertu d'un contrat de longue durée. Le tarif de rachat garanti en vigueur depuis le 1er octobre 2016 est de 0,104 57 \$ par kWh. Ce montant est fondé sur le coût de l'électricité fournie par le réseau de distribution.

Énergie NB comprend le désir croissant des Néo-Brunswickois pour des projets d'énergies renouvelables durables. Le programme de production intégrée soutient ces projets en permettant aux générateurs de propriété locale de se connecter à notre réseau de distribution et de fournir de l'énergie renouvelable au réseau. Le présent PIR a tenu pour acquis que 13 MW de production intégrée sera ajoutée au réseau d'ici 2020 afin de réaliser la dotation totale de 20 MW.

### **Programme d'énergie communautaire**

Énergie NB a présumé que le développement de ressources énergétiques provenant de projets locaux de petite taille aurait lieu dans le cadre de la réglementation du Programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE) du gouvernement du Nouveau-Brunswick. Cette réglementation se trouve sur le site Web du gouvernement du Nouveau-Brunswick. Le PLERPE va :

1. soutenir les projets renouvelables à petite échelle des Premières Nations ;
2. intégrer la production d'énergie renouvelable actuelle et future de la façon la plus rentable et la plus efficace qui soit ; et

---

<sup>16</sup> <http://laws.gnb.ca/en/ShowPdf/cr/2015-60.pdf>

3. soutenir les technologies associées à l'énergie solaire, à la bioénergie et aux autres énergies renouvelables émergentes et prometteuses.

Le présent PIR a tenu pour acquis que cette mise sur pied se ferait par étapes, de sorte que, d'ici 2020, 80 MW (environ 300 GWh) de nouvelle capacité d'énergie renouvelable différentielle serait ajoutée au réseau. En vue de gérer l'intégration de cette mise en œuvre dans le réseau, Énergie NB se concentrera sur les projets qui fournissent une souplesse de répartition et qui peuvent s'intégrer à son initiative de réseau intelligent.

#### **Options de production décentralisées personnalisées aux clients**

Dans le cadre de la planification future d'Énergie NB, on tiendra compte du fait que les clients souhaitent produire et stocker de l'électricité pour leur propre consommation et avoir la possibilité de demeurer connectés au réseau et de remettre sur le réseau leur production excédentaire.

Dans le cadre du processus de consultation pour ce PIR, l'accent a été mis sur ce qui est important pour les clients. Les clients ont également eu la chance de partager leurs commentaires, de faire des liens entre les idées, d'écouter, d'apprendre, et d'encourager la participation. Les discussions ont fait ressortir deux grandes priorités :

- Énergie propre
  - Les clients veulent qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'efficacité énergétique
  - Les clients sont favorables à diminuer l'utilisation de combustibles fossiles et de faire la transition vers un avenir énergétique plus propre
  - Les Néo-Brunswickois ont la responsabilité de faire des changements pour aborder les changements climatiques
- Options des clients
  - Les clients sont disposés à investir dans l'équipement et la technologie pour gérer leurs coûts et leur consommation d'électricité

Afin d'atteindre ces objectifs, il sera important de préparer le terrain pour que tous les clients participent. Éconergie NB, qui est évalué dans ce PIR, constitue le fondement sur lequel sera établi un nouveau partenariat avec les clients. Au fil du temps, de nouveaux modèles d'entreprise seront élaborés, et ceux-ci introduiront de nouvelles technologies pour atteindre les objectifs des clients. L'investissement dans la modernisation du réseau fera en sorte que l'équipement et la technologie des clients soient prêts à l'emploi, fournissant aux clients de visualiser, de communiquer, et de contrôler leur équipement depuis un appareil portatif, tel qu'un téléphone intelligent.

Bien que les modèles d'entreprises soient encore aux premières étapes d'élaboration en ce qui concerne les options de production des clients, ce PIR tente de saisir l'impact du haut taux de pénétration de l'énergie solaire des clients. L'analyse est faite à la section 10.4 (analyse des sensibilités).

## 7. RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE L'APPROVISIONNEMENT

### 7.1. Coût moyen actualisé de l'électricité

Les sections suivantes présentent une analyse détaillée de toutes les options d'approvisionnement comprises dans le présent PIR. Chacune des options d'approvisionnement a été évaluée à l'aide de la méthode du coût moyen actualisé de l'électricité que l'on décrit plus en détail dans la prochaine section. Il s'agit d'une étape importante du processus de planification des ressources, car elle permet au planificateur du réseau de classer les options d'approvisionnement candidates et de les choisir dans le portefeuille plus étendu des options.

L'analyse donne la comparaison du coût total sur la durée de vie comptable de chacun des projets, exprimés en prix d'électricité équivalent en dollars le mégawattheure (\$/MWh). Le total des coûts sur la durée de vie comptable comprend les immobilisations, l'exploitation et l'entretien, le combustible ainsi que les coûts environnementaux. Dans le cadre de cette analyse, les prix moyens actualisés de l'électricité sont exprimés en dollars de 2013, afin que l'on puisse les comparer facilement aux coûts actuels d'énergie NB pour produire de l'électricité.

#### 7.1.1. Méthode du coût moyen actualisé de l'électricité

La méthode du coût moyen actualisé de l'électricité est une évaluation économique du coût de l'énergie comparativement à l'option de production d'électricité. Elle englobe tous les coûts engagés pendant sa vie utile, notamment :

- l'investissement de départ ;
- les coûts d'EEA ;
- le coût du combustible (le cas échéant) ;
- le coût du capital qui comprend les intérêts et le rendement des capitaux propres (le cas échéant) ;
- les coûts environnementaux (le cas échéant) ; et
- les taxes (le cas échéant).

Le coût moyen actualisé de l'électricité correspond à la valeur actualisée de l'ensemble du flux des coûts de tous les éléments énumérés ci-dessus pour une option de production d'électricité particulière sur sa durée de vie économique. On a utilisé cette méthode pour évaluer et comparer la dynamique économique de chacune des options de production d'électricité possibles. Le coût moyen actualisé de l'électricité est essentiellement le prix minimum auquel l'énergie doit être vendue pour atteindre le seuil de rentabilité pendant la durée du projet.

Aucun risque financier lié aux prix éventuels de construction ni risque de fonctionnement n'ont été inclus dans l'analyse selon le coût moyen actualisé de l'électricité. Cela a été renvoyé à la modélisation des coûts et aux analyses de sensibilité. Il importe également de prendre note que les options d'approvisionnement prises en considération dans le présent PIR sont de tailles différentes, se servent de combustibles différents et offrent divers degrés de fiabilité. Ce dernier élément est particulièrement important, car des coûts supplémentaires pourraient être nécessaires pour assurer la fiabilité d'options d'approvisionnement de sources intermittentes ou variables (telles que l'énergie éolienne, solaire,

marémotrice, et des vagues). Il faudrait alors en apporter un approvisionnement de secours pour cette option advenant qu'elle ne soit pas disponible. Les coûts présentés ici correspondent simplement aux coûts de l'option proprement dite, soit le « prix sur l'étiquette » de cette option. Cependant, l'analyse selon le coût moyen actualisé de l'électricité comprend également les coûts supplémentaires nécessaires pour le soutien auxiliaire, tel que le suivi de la charge de 10 \$ par MWh. Ce coût accessoire a été appliqué à toutes les options intermittentes (énergie éolienne, solaire, et des vagues).

Les coûts totaux de chacune des options d'approvisionnement présentées ici sont obtenus par l'entremise de la phase de modélisation des coûts de production de l'analyse étant donné que le réseau s'approvisionne selon un classement économique des sources ; les options les moins coûteuses sont choisies si nécessaires pour répondre aux besoins de charge et aux exigences en termes de réserve sans risquer de susciter des délestages en cascade. C'est lors de la modélisation des coûts de production que sont inclus les niveaux adéquats d'approvisionnement de secours et que sont pris en considération les coûts associés pour soutenir toutes les options d'approvisionnement auprès de sources intermittentes et variables.

Le diagramme suivant présente le coût moyen actualisé de l'électricité et le classement des options d'approvisionnement évaluées dans le cadre du présent PIR.

**Figure 27 : Coût moyen actualisé de l'électricité**



Les options présentées indiquent une importante variation des prix de l'électricité, allant d'aussi peu que 80 \$/MWh jusqu'à plus de 550 \$/MWh. Dans de nombreux cas, les écarts sont dus à la nature des options et de leur degré de maturité (commercialisation). Un autre facteur qui a une incidence, ce sont les heures d'exploitation présumées. Un faible nombre d'heures d'exploitation en période de pointe comme celles des centrales à turbines à combustion, de Millbank et de Sainte-Rose auront tendance à faire augmenter le coût moyen actualisé de l'électricité.

Les options d'énergie renouvelable les plus onéreuses sont l'énergie houlomotrice et l'énergie marémotrice dont le prix dépasse largement les 300 \$/MWh. Chacune de ces options en est aux premiers balbutiements de leur commercialisation ; les coûts d'installation prévus sont donc élevés pour tenir compte des nombreux inconnus tels que les options technologiques et les exigences réglementaires. Bien que l'on s'attende à des réductions de prix à mesure que les technologies atteignent se développent, les récentes tendances indiquent qu'une demande élevée pourrait pousser les prix à la hausse. Dans la présente analyse, les coûts prévus une fois les diverses options installées s'appuient sur les expériences actuelles vécues à ce jour, mais les coûts ont été accrus en fonction de l'indice des prix à la construction au fil du temps.

Les options d'approvisionnement présentées et le coût moyen actualisé de l'électricité indiqué dans le diagramme précédent se fondent sur l'utilisation de fonds publics pour répondre aux besoins de capitaux. Tenant cet arrangement pour acquis, certaines des options et des prix moyens actualisés de l'électricité pourraient faire concurrence à court terme aux coûts totaux actuels du réseau d'Énergie NB d'environ 80 \$ à 100 \$ par MWh (dont environ 20 \$ par MWh sont pour la distribution).

Enfin, l'option d'achat par interconnexion ne comprend pas les coûts en capital pour la nouvelle production qui pourrait être nécessaire à la mise en œuvre de cette option. Seuls les coûts associés à l'énergie et à la capacité sont compris pour cette option.

### 7.1.2. Financement privé ou financement public

Comme on l'a indiqué à la section 5.8.5 (« Coût moyen pondéré du capital »), on peut déduire le coût du capital pour les projets énergétiques initiés par le secteur privé à partir des expériences réelles les plus actuelles de certains des plus importants producteurs autonomes d'énergie établis au Canada. S'appuyant sur ces connaissances, la présente étude a tenu pour acquis que les projets privés ont un coût d'emprunt moyen de 6,5 pour cent<sup>17</sup> avec un rendement des capitaux propres après impôt de 11 pour cent ; on a appliqué un ratio emprunts-capitaux propre de 60:40. Cela donne un coût moyen pondéré du capital après impôt d'environ 7,13 pour cent, en supposant un taux d'imposition composite du revenu de 30 pour cent. L'application de ces paramètres aux options d'approvisionnement a tendance à faire croître le coût moyen actualisé de l'électricité comparativement aux projets financés par le secteur public. L'illustration des effets de ces hypothèses est démontrée à la figure 28.

---

<sup>17</sup> Cela présume un taux du gouvernement du Canada de 4,25 pour cent, plus un écart de 225 points de base pour les entités privées, la cote BBB- du Dominion Bond Rating System (DBRS). Voir la section 5.8.5 (Coût moyen pondéré du capital)

**Figure 28 : Coût moyen actualisé de l'électricité, y compris le coût différentiel du financement privé**



En moyenne, les projets d'énergie renouvelable financés par le secteur privé occasionneront une augmentation de cinq à 40 pour cent des prix de l'électricité, selon le projet. Sur une base individuelle, on s'attend aux augmentations moyennes suivantes des prix de l'électricité des projets d'énergie renouvelable privés :

- Énergie solaire — 20 pour cent
- Énergie marémotrice — 20 pour cent
- Énergie éolienne — 15 pour cent
- Hydroélectricité — 40 pour cent

Les options de production à partir de combustibles fossiles tels que le gaz naturel varient d'environ cinq à 10 pour cent, tandis que l'énergie nucléaire exigera une augmentation d'environ 20 pour cent. La variation des prix différentiels est surtout attribuable au coût et à la pondération en fonction des dépenses d'immobilisations comparativement au combustible, ainsi qu'à l'exploitation et à l'entretien. On devrait donc s'attendre à ce que les projets d'énergie renouvelable, ainsi que les projets nucléaires aient la plus grande incidence, étant donné que les coûts d'immobilisations constituent une part plus importante du coût total des projets.

### 7.1.3. Coût moyen actualisé de l'électricité

En s'appuyant sur l'analyse selon le coût moyen actualisé de l'électricité et sur l'évaluation de la charge et de la ressource réalisée auparavant, il est possible de formuler des plans de rechange pour le réseau qui peuvent être évalués en détail à l'aide de la modélisation du coût de production et des aspects financiers. Tous les plans ont besoin d'options pour répondre aux exigences de la Norme de portefeuille renouvelable à court terme et du renouvellement du capital social à plus long terme. Les options nécessaires sont un mélange de charge de base et de charge de pointe. De plus, le critère de tri a permis d'appliquer un prix plafond de 150 \$/MWh. Cela signifie que les options dont le prix moyen actualisé de l'électricité dépasse cette valeur pourraient être rejetées. Ce critère est choisi pour gérer le nombre d'options offertes dans le modèle du logiciel Strategist dont on s'est servi pour la modélisation des coûts de production. On explique ce modèle plus précisément dans la section 10 (« Demande et approvisionnement intégrés »).

En fonction de ce critère de tri, les options suivantes ont été retenues pour une évaluation plus approfondie :

- Achats par interconnexion
- Éolien
- Hydroélectricité — Grand-Sault
- Gaz naturel à cycle combiné
- Système géothermique amélioré
- Hydroélectricité — High Narrows
- Petites centrales de production hydroélectrique
- Nucléaire
- Centrale mixte électrocalogène alimentée à biomasse
- Solaire photovoltaïque — Système uniaxial

Pour les périodes de pointe, on a également retenu les options suivantes pour une évaluation plus approfondie :

- turbine à gaz à cycle simple — rendement moyen ;
- Millbank/Sainte-Rose.

## 7.2. Plan d'évaluation pour les options d'approvisionnement

L'analyse pour l'optimisation du plan d'expansion modélise le réseau existant ainsi que les options d'expansion. Elle présente le coût total associé à la valeur actualisée nette comme élément clé pour chacun des plans d'expansion. L'évaluation sur le plan de l'approvisionnement vise à trouver le plan d'approvisionnement le moins coûteux et le plus acceptable sur le plan environnemental qui saura répondre de manière fiable aux besoins d'électricité du Nouveau-Brunswick.

À cette phase de l'évaluation, on apporte une attention particulière à l'étape 6 du processus de planification intégrée des ressources illustrée à la figure 29.

Figure 29 : Processus du PIR



En élaborant le plan d'approvisionnement de référence, toutes les options de rechange raisonnables et faisables repérées dans le cadre de l'analyse pour le tri des sources d'approvisionnement décrites à la section 7.1 (« Coût moyen actualisé de l'électricité ») ont été introduites et traitées dans PROVIEW pour établir le plan d'expansion en matière d'approvisionnement le moins coûteux pour répondre de manière fiable aux besoins prévus en charge et en réserve au Nouveau-Brunswick à la lumière de l'exigence de la NPR visant l'atteinte de 40 pour cent de ressources renouvelables d'ici 2020. PROVIEW est une composante de la suite de modélisation Strategist développée par Ventyx Inc. d'Atlanta (Géorgie) pour évaluer les plans d'approvisionnement à long terme. Largement utilisé dans le secteur de l'électricité, le

modèle PROVIEW a déjà été utilisé par Énergie NB dans l'élaboration d'autres PIR. Il a été examiné et accepté par la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) du Nouveau-Brunswick.

PROVIEW produit des milliers de combinaisons et de permutations à l'aide de techniques de programmation dynamiques et classe les plans d'expansion qui en découlent par ordre croissant du coût.

En se servant des modèles PROVIEW, les planificateurs du réseau ont été en mesure d'étudier minutieusement les options d'expansion. Les conséquences sur le plan de la répartition de l'approvisionnement associées aux exigences de charge qui changent selon la saison, aux énergies limitées des centrales de production hydroélectriques et aux capacités d'entreposage restreintes, ainsi que les contraintes environnementales ont été incluses pour établir des coûts de production détaillés d'année en année.

L'analyse pour l'optimisation du plan d'expansion permet la comparaison quantitative des plans d'expansion en fonction de leur coût. On peut de plus comparer la production de l'énergie du réseau, l'utilisation du combustible, ainsi que les émissions de chacun des plans d'expansion. La souplesse de cette capacité de modélisation ne sert pas juste à établir le plan le moins coûteux ; elle permet également d'établir les sensibilités et la robustesse du plan face à des changements possibles de différentes variables.

En somme, le processus d'évaluation du plan d'expansion en matière d'approvisionnement comprend :

- L'établissement du plan d'expansion en matière d'approvisionnement le moins cher au regard des hypothèses de base ;
- le calcul du panier des sources de production et des émissions de gaz à effet de serre ;
- la réalisation d'analyses de sensibilité par rapport à différentes variables telles que le prix du combustible.

### 7.2.1. Méthodologie du moindre coût

L'analyse de PROVIEW a établi le plan d'approvisionnement le moins coûteux qui répondrait aux besoins immédiats du réseau d'ici à 2027 et à plus long terme pour tenir compte du parc de production d'électricité vieillissant d'Énergie NB. Les résultats sont présentés à la figure 30.

On a aussi tenu compte du plan le moins coûteux qui répond aux exigences de la Norme de portefeuille renouvelable (NPR) aux termes de la *Loi sur l'électricité*. La NPR exige que 40 pour cent des ventes d'énergie à l'intérieur de la province d'Énergie NB soient comblés à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2020. L'exigence de la NPR est une obligation légale pour Énergie NB. Le plan le moins coûteux qui respecte la NPR servira de plan d'approvisionnement.

**Figure 30 : Résumé du plan d'expansion en matière d'approvisionnement le moins coûteux**

Fin de L'EF	Plan d'approvisionnement	Fermetures prévues
2018		
2019		
2020	Production intégrée (13 MW)	
2021	PLERPE (80 MW)	
...		
2025		Grandview (-95 MW)
2026		Grand Manan (-26 MW)
2027	GNCC (412 MW)	Bayside (-277 MW)
...		
2031	Millbank et Sainte-Rose (4 x 99 MW)	Millbank et Sainte-Rose (-496 MW)
2032		
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	
...		
2040	Remplacement en nature de Lepreau (660 MW) PUR (175 MW)	Point Lepreau (-660 MW)
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank et Sainte-Rose (-99 MW)	Belledune (-467 MW) Coleson Cove (-972 MW)
2042		
<b>Total VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>25,7 milliards</b>	

Le plan d'approvisionnement comprend 80 MW provenant de projets d'énergie communautaire et 13 MW de production intégrée d'ici 2020 pour aider à atteindre la cible fixée par la NPR au cours de cette période. Le plan d'expansion indique aussi d'importants développements entre 2027 et 2042 pour tenir compte du calendrier de fin de vie des installations actuelles. Le coût total associé à la valeur actualisée des besoins en revenus (VABR) indiqué est exprimé en dollars canadiens de 2017 et comprend tous les coûts (le total du combustible et de l'énergie achetée, les dépenses actuelles et nouvelles pour l'exploitation et l'entretien, les besoins actuels et nouveaux en capitaux ainsi que le coût total du transport, de la distribution, des produits, des services et du siège social). Ces coûts ont été saisis pendant la période étudiée définie entre 2017-2018 et 2041-2042. Les revenus associés aux ventes à l'exportation d'électricité et aux ventes associées aux produits et services (tels que la location de chauffe-eau et l'éclairage du crépuscule à l'aube) sont inhérents au VABR. Ces activités ont tendance à réduire les besoins en revenus totaux, ce qui se traduit par des taux plus bas.

L'élaboration du plan d'expansion le moins coûteux en matière d'approvisionnement ne s'est appuyée que sur l'objectif de répondre aux besoins d'électricité de la province et aux obligations contractuelles à long terme. Les avantages associés à l'exportation d'électricité d'excédent ont été calculés après la réalisation de ce processus. Cela a permis de mettre l'électricité excédentaire à la disposition de

l'exportation et de calculer le bénéfice potentiel qui viendrait ainsi réduire les coûts totaux associés à la valeur des besoins en revenus.

Il importe de signaler que le plan le moins coûteux retient l'option du gaz naturel à cycle combiné (GNCC) comme première nouvelle source d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe. Cette installation aura donc besoin d'un approvisionnement à long en gaz naturel. On tient pour acquis que le gaz naturel sera accessible aux prix prévus dans cette analyse — voir section 5.7 (Prévisions relatives au prix des combustibles). Les plans présentent également plusieurs turbines à combustion et la prolongation de la durée de vie de Millbank et de Sainte-Rose pour répondre aux besoins en matière de charge de pointe. De plus, pour répondre au retrait des centrales de Point Lepreau, de Belledune et de Coleson Cove à la fin de la période, on suppose que la centrale de Point Lepreau sera remplacée en nature afin de maintenir 75 pour cent de sources sans émissions à long terme et qu'une combinaison de gaz naturel et d'achats de production et d'interconnexion sera nécessaire pour continuer de répondre aux besoins de charge. Nous reconnaissons que d'autres investissements substantiels pourraient être nécessaires dans la dernière partie du plan. Énergie NB cherchera des façons de répartir cet investissement à mesure que cette période critique approche. Enfin, on suppose dans cette évaluation que la centrale de Mactaquac sera soumise à des investissements d'atteinte de durée de vie utile qui va permettre l'exploitation de la centrale jusqu'à sa durée de vie utile initiale de 100 ans grâce à une approche modifiée de l'exécution de travaux d'entretien, de l'ajustement et du remplacement de l'équipement mécanique au fil du temps et que la capacité de cette installation sera pleinement disponible d'ici 2033. Cette hypothèse est fondée sur trois années de recherche et de rapports d'experts qui comprennent des données scientifiques, ainsi que les commentaires d'ingénieurs, du public et des Premières Nations.

## 8. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE, GESTION DE LA DEMANDE ET RÉSEAU EFFICACE

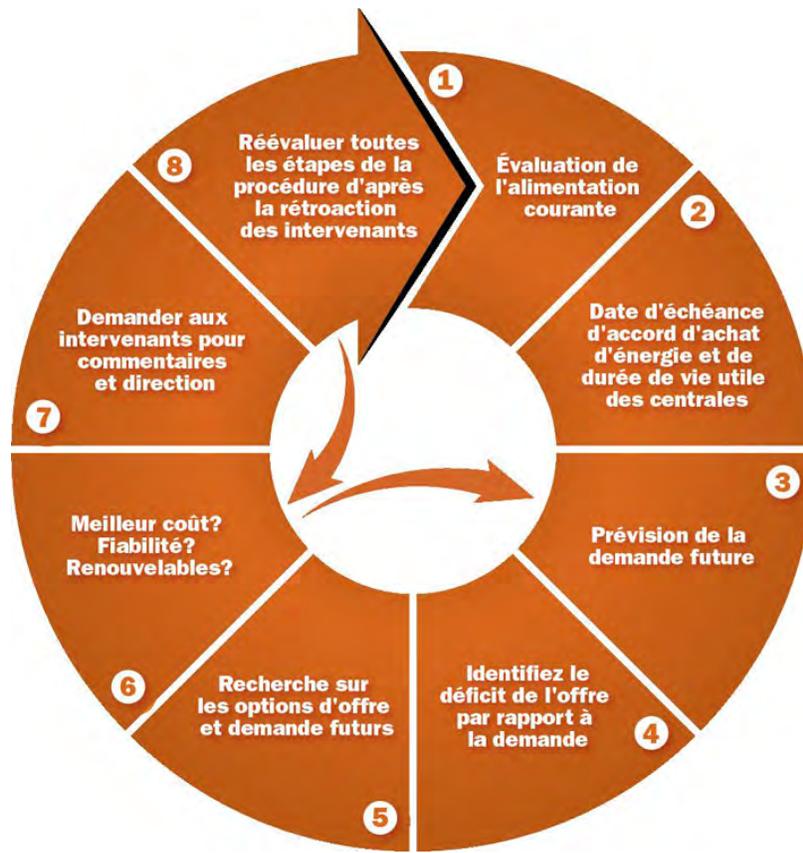
### 8.1. Gestion de la demande

Une partie importante du processus de planification intégrée des ressources consiste à reconnaître que la conservation, l'efficacité énergétique et la gestion de la charge, aussi appelée gestion axée sur la demande, pourraient constituer des solutions de rechange à faible coût à la construction de nouvelles centrales électriques. La gestion de la demande s'entend de toute tentative visant à modifier ou à influencer la demande provenant des abonnés du réseau. Elle englobe un vaste éventail de méthodes allant du contrôle direct des appareils de la clientèle à la sensibilisation des abonnés aux économies d'électricité.

La figure 31 présente le processus global d'étude du PIR. Cette section du rapport décrit en détail les méthodes employées pour évaluer la partie de l'étape 5 montrée à la figure 31 qui porte sur les options de gestion axée sur la demande. Comme c'est le cas pour l'offre, on suit également l'étape 6 pour évaluer l'efficacité de la gestion de la demande.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter la section 2.2 (Processus du PIR).

Figure 31 : Processus du PIR



Bien que les services publics de l'Amérique du Nord aient reconnu l'importance de l'efficacité énergétique et de la gestion de la consommation à compter des années 1960, la gestion axée sur la demande n'a commencé qu'une décennie plus tard. Au début des années 1970, l'inflation, les préoccupations environnementales et la flambée des prix des combustibles ont commencé à avoir des répercussions considérables sur les coûts de l'énergie. En 1973, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a plongé le monde entier dans la consternation en imposant un embargo sur le pétrole. En raison de la forte inflation qui en a résulté, le coût de l'électricité produite dans les nouvelles centrales était dix fois plus élevé que celui de l'électricité produite dans les centrales existantes. Plus d'attention a été accordée à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande en 1978, lorsque la Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) a été adoptée aux États-Unis. Cette loi a été adoptée dans le cadre de la Loi nationale sur l'énergie et visait à promouvoir la conservation d'énergie (réduire la demande) et la consommation d'énergie domestique et renouvelable (augmenter l'approvisionnement). Cette loi a poussé l'industrie vers la déréglementation selon laquelle un marché concurrentiel ouvert pour l'approvisionnement en gros en électricité a été créé parallèlement à l'inclusion d'un réseau de transport ouvert et non discriminatoire. Depuis 1978, l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord est passée de ce qui était auparavant principalement constitué de monopoles verticalement intégrés à une industrie fragmentée composée de sociétés distinctes de production et de transport ainsi que de sociétés locales de distribution régies par diverses réglementations.

Depuis 1978 et l'adoption de la PURPA, les planificateurs des services publics ont été motivés par la vision d'un avenir énergétique durable. Ils ont axé davantage leurs efforts sur la conservation potentiellement réalisable, l'efficacité énergétique et la gestion de la charge parallèlement aux techniques de production habituelles afin de limiter :

- les effets négatifs sur l'environnement ;
- l'incidence financière des prix des combustibles fossiles ;
- les futures augmentations de tarifs pour les clients.

La combinaison des options de gestion de l'approvisionnement et de la demande qui entraîne les coûts les plus faibles, compte tenu d'autres objectifs importants, est appelée planification intégrée des ressources à moindre coût. De nombreux services publics, y compris Énergie NB, y ont activement recours.

Avant le présent plan, Énergie NB a mis en place quatre PIR internes, soit en 1990, en 1995, en 2002 et en 2010. Pendant la même période, Énergie NB a également participé à plusieurs autres études sur la gestion de la demande menées par le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Le premier PIR public a été mis en place en 2014.

## 8.2. Éconergie NB

L'efficacité énergétique et la conservation de l'énergie font partie intégrante du plan d'Énergie NB alors qu'elle continue de viser la réduction et le déplacement de la demande. L'initiative Éconergie NB est conçue pour procurer des avantages aux clients participants sous forme d'économies directes sur leur facture d'électricité et d'introduire de nouvelles technologies qui peuvent être mises à profit pour aider les clients à gérer davantage leur consommation d'électricité. Cette initiative est également profitable à

Énergie NB, qui en retire des économies immédiates sur les coûts des combustibles et une diminution des besoins en capitaux à long terme, car il réduit la nécessité de recourir à de nouvelles sources d’approvisionnement dans l’avenir. Les clients en bénéficient donc indirectement, car les tarifs sont ainsi bas et stables.

Dans son ensemble, Éconergie NB est un programme à long terme qui vise à transformer la façon dont Énergie NB mène ses activités tout en offrant un vaste éventail d’avantages à ses clients. En effet, il est largement reconnu que l’industrie des services publics d’électricité évolue et que les services publics doivent évoluer de même pour répondre aux besoins de leurs clients. Un rapport publié en 2017 par Utility Dive, une firme d’analyse et de nouvelles de l’industrie, montre que presque tous les dirigeants de l’industrie nord-américaine interrogés croient que les services publics doivent apporter des changements fondamentaux à la façon dont ils fonctionnent depuis 100 ans. « Les services publics d’électricité sont les acteurs historiques dans une industrie qui date de 100 ans, confrontée à de nouvelles technologies, réglementations et réalités du marché », expliquent les auteurs.

Au Nouveau-Brunswick, le besoin de changement repose sur l’émergence de technologies de pointe, le changement des préférences des clients, et la nouvelle économie de l’énergie. L’un des obstacles les plus importants pour Énergie NB est la projection que, à partir de 2027, elle aura besoin de nouveaux approvisionnements pour répondre aux demandes des clients. Au lieu d’investir dans des actifs de nouvelle production et/ou des contrats d’achat d’énergie, Énergie NB propose de réduire la demande en investissant dans des techniques et technologies axées sur la gestion de la demande.

Un autre facteur est que la consommation d’énergie à travers la province dépend largement de la saison et fluctue considérablement d’une journée à l’autre. En hiver, la demande de pointe est deux fois plus élevée qu’en été, et dans une journée, les exigences de charge peuvent varier de 400 à 600 mégawatts, ce qui implique qu’une centrale d’une certaine taille fonctionne pendant au moins une heure. Cela contribue à une faible utilisation de la production — la moyenne étant inférieure à 50 pour cent — ce qui peut avoir une incidence directe sur les tarifs d’électricité. Les avancées technologiques offrent des possibilités de tirer parti de la production inutilisée. Ces possibilités deviennent encore plus attrayantes lorsque les clients deviennent des consommateurs d’énergie plus avertis et proactifs.

En même temps, de nombreux composants du réseau électrique d’Énergie NB datent de plusieurs décennies et doivent être modernisés. Les nouvelles technologies « intelligentes » offertes peuvent améliorer l’efficacité, la souplesse, et la fiabilité du réseau, tout en donnant lieu à d’importants nouveaux avantages. En modernisant le réseau électrique, Énergie NB est mieux en mesure de comprendre la façon dont l’énergie est consommée et les moments où elle est consommée afin d’exploiter le réseau de façon plus efficace et d’offrir aux clients un meilleur service, de nouveaux produits et services éconergétiques, et des plans tarifaires plus souples. Il est important de noter que la Commission de l’énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick a demandé à Énergie NB d’améliorer ses études sur le coût des services afin d’examiner d’autres options de tarification sensibles au facteur temps.

---

<sup>18</sup> Rapport d’enquête 2017 sur l’état des services d’électricité, extrait de <http://www.utilitydive.com/library/2017-state-of-the-electric-utility-survey-report/>.

De plus, la modernisation du réseau établit les bases d'une vaste gamme d'avantages sur le plan de la fiabilité, y compris l'amélioration du temps de réponse aux pannes, qui est très importante pour les travaux de rétablissement du courant lors de tempêtes, et la capacité accrue d'identifier et corriger les problèmes du réseau avant que les clients ne soient touchés.

Le réseau efficace est aussi essentiel à l'expansion des sources d'énergie renouvelable et décentralisée. À mesure que des sources d'énergie viables sont intégrées au réseau électrique, les services publics auront un plus grand défi à relever en ce qui concerne la gestion de la variabilité afin d'équilibrer l'offre et la demande, tout en maintenant la stabilité du réseau. En intégrant des technologies intelligentes au réseau électrique, les services publics pourront mieux appuyer la participation des clients en ce qui concerne l'énergie renouvelable, tout en améliorant la fiabilité et l'efficacité du réseau afin d'offrir aux clients plus de choix, plus de commodité et plus de contrôle.

Éconergie NB est clairement est une initiative de grande envergure qui touche pratiquement toutes les fonctions du service public. C'est pourquoi l'initiative comprend également des changements de processus importants et une forte concentration sur l'amélioration des capacités de l'entreprise.

### **Éléments principaux d'Éconergie NB**

Éconergie NB comprend des initiatives opérationnelles, des technologies habilitantes et l'amélioration des processus commerciaux. L'amélioration de la technologie et des processus commerciaux est nécessaire pour la mise en œuvre et le succès des initiatives opérationnelles. L'initiative Éconergie NB est composée de trois éléments principaux :

#### **Réseau efficace :**

Des technologies et des logiciels pour la modernisation du réseau électrique : conception et travaux d'ingénierie, modification des processus internes et amélioration des capacités commerciales nécessaires à la mise en œuvre et à l'optimisation de la technologie, y compris des technologies, tels que l'infrastructure de mesure avancée et le système de gestion intégrée de la charge, qui permettront à Énergie NB d'atteindre son objectif de réduire et de déplacer la demande. Cela nous permettra de préparer le terrain pour un vaste éventail d'avantages, notamment l'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau électrique, l'expansion des sources d'énergie renouvelables et décentralisées, la possibilité d'offrir aux clients plus de choix, de commodité et de maîtrise quant à leur consommation énergétique.

#### **De bonnes habitudes :**

Des programmes d'efficacité énergétique et de réponse à la demande qui aideront nos clients à réduire et à déplacer leur consommation énergétique sans compromettre la valeur globale du service d'électricité : programme éconergétique d'isolation des maisons, programme d'amélioration énergétique des immeubles commerciaux, programme de remises de bonnes habitudes et programme d'éclairage résidentiel et commercial. Les programmes de réponse à la demande comprennent les chauffe-eau intelligents, les thermostats intelligents et le programme éducatif « déjouer les pointes ».

#### **Solutions intelligentes :**

De nouveaux produits et services qui exploitent et les initiatives de gestion de la demande et les technologies du réseau efficace, qui incitent les consommateurs à participer plus activement à leur gestion de consommation d'électricité. Parmi les initiatives spécifiques incluses dans le nouveau programme de produits et services sont compris le programme de lumières sentinelles DEL, le programme de location de chauffe-eau, le programme de réverbères à DEL. À l'avenir, il y aura

également des programmes de production d'énergie domestique, tels que l'énergie solaire, les batteries de stockage, les bornes de recharge pour véhicules électriques, et la tarification au compteur horaire.

Les trois éléments d'Éconergie NB sont interdépendants. Les efforts de modernisation du réseau électrique constituent la base permettant d'investir dans l'infrastructure de l'initiative Éconergie NB. Ce sont des investissements habilitants. Cette infrastructure contribue au développement des programmes d'efficacité énergétique et de réaction à la demande, et au développement de produits et services qui stimule les programmes de revenus et les améliorations opérationnelles. À l'inverse, les programmes d'efficacité énergétique et de réaction à la demande, les programmes de revenus, et les améliorations opérationnelles entraînent des avantages pour les clients, y compris des coûts moins élevés et une meilleure qualité de service, ce qui n'aurait pas été possible sans l'initiative Éconergie NB. Par conséquent, l'initiative Éconergie NB peut être considérée dans son intégralité comme un ensemble unifié d'initiatives.

Les sections suivantes fournissent une brève description des programmes et des activités découlant de l'initiative Éconergie NB. Une approche équilibrée a été adoptée au moment de déterminer les domaines d'investissement afin de prendre en compte les mesures rentables d'efficacité de l'énergie électrique des différents secteurs et d'examiner les technologies et les stratégies nouvelles et novatrices en matière d'énergie. Comme le dictent de saines pratiques de gestion, nous réviserons régulièrement le plan en évaluant les résultats du programme et les conditions du marché de même qu'en saisissant les nouvelles occasions qui se présenteront, le cas échéant.

### 8.2.1. Plan de gestion de la demande pour 2019 à 2021

Il est important de souligner le rôle central que les ressources de gestion de la demande, comme les programmes d'efficacité énergétique et de réaction à la demande, peuvent jouer pour répondre aux besoins futurs du Nouveau-Brunswick en matière d'énergie. Ces programmes constituent le fondement de l'initiative Éconergie NB. Les PIR précédents ont montré que la gestion de la demande apporte des avantages et aux services publics et aux clients, et contribue également à maintenir les tarifs bas à long terme. Les avantages découlent des coûts de production et de capacité évités et d'une efficacité globale supérieure. La gestion de la demande permet aux clients participants de réduire leur consommation d'énergie et leur facture. Cela a également un avantage direct pour l'environnement, grâce à la réduction des émissions.

Le plan de gestion de la demande de trois ans met l'accent sur deux catégories d'initiatives qui visent à réduire la consommation d'énergie et la demande de pointe.

#### **Efficacité énergétique**

L'efficacité énergétique renvoie aux initiatives visant à réduire la charge, que ce soit en se servant de technologies éconergétiques (équipement efficace, éclairage, moteurs, enveloppes de bâtiment, etc.), ou en adoptant des habitudes éconergétiques (éteindre les lumières en sortant d'une pièce). L'efficacité énergétique, bien qu'elle soit axée sur les économies d'énergie, ne génère pas seulement des économies d'énergie, mais également des économies de la demande de pointe.

## Réaction à la demande

La réaction à la demande fait référence à des initiatives axées sur le déplacement des charges, soit par des technologies plus efficaces (p. ex. chauffe-eau à trois éléments qui distribuent les charges plus uniformément), soit par des actions axées sur le client (p.ex. répondre aux signaux de prix en réglant le lave-vaisselle démarrer en dehors des heures de point), soit par des actions menées par Énergie NB (p. ex. le contrôle des chauffe-eau intelligents pendant les heures critiques du système). Sauf pour quelques exceptions, la réaction à la demande ne génère généralement que des économies de capacité.

Le premier plan de gestion de la demande d'Énergie NB a été publié en 2015 et déposé auprès de la Commission de l'énergie et des services publics. Dans ce plan, Énergie NB a proposé un portefeuille d'initiatives d'efficacité énergétique et de réaction à la demande, telle que des installations directes et des projets pilotes, ainsi que des activités habilitantes pour la période de 2015-2016 à 2017-2018. Les réductions réalisées depuis le PIR 2014 sont résumées ci-dessous :

**Figure 32 : Historique des économies d'énergie et de demande**

Fin de L'EF	MW	GWh
2015	5	8
2016	9	34
2017	16	79

Le plan de gestion de la demande de trois ans a été actualisé pour ce PIR et comprend une description détaillée des projets pilotes et des programmes, y compris les priorités des programmes pour réaliser des économies d'énergie, la rentabilité et les investissements. C'est le cas pour trois domaines clés, dont le secteur résidentiel, le secteur commercial et le secteur industriel, et une stratégie habilitante qui comprend des activités et des investissements pour faire avancer le développement de programmes.

Le plan comprend également une analyse de rentabilité pour chaque programme, fondée sur un examen du Comité professionnel consultatif. Un plan d'évaluation, de mesure et de vérification pour le portefeuille du programme a aussi été élaboré.

### 8.2.2. Au-delà des trois premières années

Le plan triennal de gestion de la demande s'inspire d'une vision à long terme selon laquelle une capacité d'environ 600 MW et des réductions d'énergie d'environ 2 TWh sont possibles. Grâce à ce plan, Énergie NB — et l'ensemble du Nouveau-Brunswick — est en voie de réaliser ces réductions. L'analyse et la recherche qui ont servi à élaborer le plan de gestion de la demande de trois ans ont permis de déterminer les coûts à long terme des programmes utilisés dans le processus d'intégration.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, le déploiement de la technologie de réseau efficace est essentiel pour permettre et améliorer un grand nombre de programmes nécessaires pour atteindre la capacité et les réductions d'énergie décrites ci-dessus. Le réseau efficace fait partie de la modernisation du réseau et contribuera également à une meilleure intégration des ressources renouvelables, tant pour la production centralisée que pour la production décentralisée d'énergie, ainsi qu'à l'augmentation de l'efficacité d'exploitation du réseau.

L'efficacité énergétique (réduction) et la réduction de la demande (déplacement) constituent le fondement de l'initiative Éconergie NB. Éconergie NB comprend tous les coûts de mise en œuvre des programmes d'efficacité énergétique et de réduction de la demande ainsi que les coûts d'infrastructure pour la mise en œuvre du réseau efficace, et de nouveaux produits et services pour les clients. On prévoit que les coûts totaux de l'initiative Éconergie NB seront de l'ordre de 1,3 million de dollars d'après la valeur actualisée nette sur la période d'étude de 25 ans.

Cet investissement devrait donner lieu aux réductions des besoins en électricité ci-dessous au cours des 25 prochaines années.

**Figure 33 : Calendrier potentiel des réductions d'Éconergie NB**

Année	MW	GWh
1	12	55
2	33	131
3	59	215
4	90	310
5	140	459
...		
25	621	2 301

Veillez noter que ces réductions s'ajoutent aux réductions réalisées depuis le PIR 2014, illustrées précédemment à la figure 32.

## 9. SÉANCES DE DIALOGUE COMMUNAUTAIRE

### 9.1. Aperçu du processus de consultation publique – « Notre avenir énergétique NB »

L'article 100 de la Loi sur l'électricité, adoptée le 1<sup>er</sup> octobre 2013, oblige Énergie NB à présenter un Plan intégré des ressources (PIR) à la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) dans le cadre de son processus de planification à long terme. La Loi oblige également Énergie NB à inclure « une description des consultations qu'elle a menées auprès des parties intéressées au cours de l'élaboration du plan intégré des ressources ».

Pour atteindre les objectifs fixés dans la Loi, ainsi que ses propres objectifs (plus grande transparence de son processus de planification et meilleure compréhension des enjeux énergétiques par ses clients et intervenants), Énergie NB a choisi une approche générale à multiples plateformes auprès de nombreux Néo-Brunswickois. Cette approche comprenait un sondage en ligne, des réunions et des présentations. Nous avons appelé cette approche « Notre avenir énergétique NB ». Vous trouverez un rapport complet sur les constatations et les commentaires à l'annexe 1 (Programme d'engagement du public pour le PIR – Rapport final « Ce qui s'est dit »).

Étant donné que la période de planification du Plan intégré des ressources est de 25 ans, il était important de mieux comprendre qui est important pour les clients lorsqu'ils pensent à l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, et le rôle qu'ils sont prêts à jouer pour atteindre ces objectifs.

Le processus d'engagement des clients pour le Plan intégré des ressources (PIR) a été mené du 12 mars 2017 au 15 mai 2017. La conception du processus d'engagement ont été un effort de collaboration entre l'équipe d'Énergie NB et NATIONAL, une firme de services de communications. La conception du sondage et l'analyse des données ont été effectuées par Thinkwell Research.

L'objectif de ce processus était de recueillir des commentaires généraux fondés sur des valeurs auprès de la population du Nouveau-Brunswick sur l'avenir énergétique de la province et pour éclairer le Plan intégré des ressources 2017 d'Énergie NB. Les objectifs étaient les suivants :

- Mieux comprendre ce qui est le plus important pour les clients lorsqu'ils considèrent l'avenir énergétique de la province et le rôle qu'ils sont prêts à jouer pour atteindre ces objectifs.
- Mieux comprendre ce qui est le plus important pour les clients lorsqu'ils considèrent l'avenir énergétique de la province et le rôle qu'ils sont prêts à jouer pour atteindre ces objectifs.
- Fournir de l'information contextuelle suffisante et appropriée, dans un format facile à comprendre, sur le paysage énergétique de la province, la portée du processus du PIR et ce qui peut être influencé.
- Organiser un processus d'engagement fondé sur les valeurs, en personne et en ligne, afin de permettre aux Néo-Brunswickois de nous faire part de leur point de vue, de leur point de vue, de leurs expériences, de leurs idées, et de ce qui est important pour eux.

- Faire preuve de transparence en ce qui concerne les données recueillies dans le cadre du processus de consultation.

## 9.2. Portée de l'engagement

Dans le cadre de notre processus d'engagement, nous avons créé un sondage en ligne sur l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick ([www.OurEnergyFutureNB.ca](http://www.OurEnergyFutureNB.ca)) et nous avons organisé des séances d'engagement des clients à Fredericton, à Moncton, et à Beresford.

Afin de sensibiliser les gens au processus d'engagement et d'inviter les clients à participer, nous nous sommes servis de plusieurs moyens : journaux, publicités, médias sociaux (Facebook, Twitter, YouTube), relations avec les médias, invitations directes aux intervenants, et voies de communication d'Énergie NB (site Web, médias sociaux).

Nous avons recueilli des commentaires 1 221 néo-brunswickois en ligne, et de 52 Néo-Brunswickois qui ont participé à des séances d'engagement. Nous avons également reçu trois demandes formelles de participation de trois organisations d'intervenants.

### **Méthode d'engagement en ligne**

La méthode d'engagement en ligne a été conçue pour un public général. Le contenu était concis, et le langage était simple. Une vidéo informative a été produite pour fournir un contexte à la discussion et aux questions posées.

Le sondage était court et les questions étaient précises. Le sondage examinait les questions suivantes :

- Abordabilité
- Énergie propre
- Options des clients

Les participants ont également eu la chance de nous faire part de renseignements supplémentaires sur ce qui était important pour eux. Les commentaires qualitatifs ont été classés dans des catégories conceptuellement significatives et quantifiées avec Énergie NB.

### **Méthode d'engagement en personne**

Les séances d'engagement des clients étaient organisées dans un format café du monde.

Des représentants de l'équipe de direction d'Énergie NB ont animé la séance. Une présentation de Michael Bourque, directeur de la planification intégrée des ressources, a servi de contexte important pour la discussion. La présentation comprenait les points suivants : un aperçu du PIR, la situation actuelle, les résultats du processus du PIR 2014, les options possibles pour l'avenir, et le rôle accru que pourraient jouer les clients.

Les participants ont été guidés avec ces trois questions :

- 1) En ce qui concerne l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, qu'est-ce qui est important pour vous ?
- 2) Que devons-nous faire pour réussir à faire avancer ces projets prioritaires ?
- 3) Qu'est-ce que les clients peuvent faire pour aider à faire avancer ces projets prioritaires ?

### 9.3. Résultats de l'engagement en ligne

#### Résumé

Les résultats du sondage en ligne indiquent que l'énergie propre et les tarifs abordables sont deux priorités pour les Néo-Brunswickois qui y ont participé. Les répondants étaient majoritairement d'accord avec les énoncés liés à ces deux considérations.

Le seul énoncé sur lequel il avait plus de désaccord était « Je suis disposé à payer plus pour de l'énergie propre ». Cela donne à penser que pour certains, il y a des limites à la volonté d'Énergie NB d'adopter cette approche.

Il y avait aussi des divisions d'âge claires sur plusieurs questions. Les répondants plus jeunes (moins de 35 ans) ont exprimé des niveaux d'accord plus élevés et plus intenses avec les énoncés en faveur de l'énergie propre, tandis que les répondants plus âgés (55 ans et plus) ont fait de même pour les énoncés en faveur de la gestion des coûts (garder les tarifs aussi bas que possible, investir dans des options qui leur permettent de mieux gérer leur consommation d'énergie, etc.).

Cela ne doit pas être interprété comme quoi les répondants plus jeunes ne sont pas en faveur des tarifs bas, ou que les répondants plus âgés ne soutiennent pas l'énergie propre. Cela signifie toutefois que les différents groupes d'âge ont des différentes priorités.

Voici les énoncés avec lesquels les Néo-Brunswickois étaient le plus d'accords :

- Énergie propre
  - Je souhaite qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'efficacité énergétique
  - Je suis favorable à diminuer l'utilisation de combustibles fossiles et de faire la transition vers un avenir énergétique plus propre afin de respecter nos engagements en matière de changements climatiques
  - Les Néo-Brunswickois ont la responsabilité de faire des changements pour aborder les changements climatiques
- Options des clients
  - Je suis disposé à investir dans l'équipement et la technologie pour gérer mes coûts et ma consommation d'électricité (par exemple l'isolation, les thermostats programmables)

Le groupe le plus important de répondants à l'enquête était la catégorie d'âge moyen (35-54 ans), qui représentait 45 pour cent des répondants. La proportion de répondants plus jeunes (moins de 35 ans) et plus âgés (55 ans et plus) était relativement égale (25 pour cent et 27 pour cent respectivement). Les répondants ont également eu la chance d'indiquer la mesure dans laquelle quatre priorités d'Énergie NB leur sont importantes, sur 100 points possibles. L'énergie propre était la priorité à laquelle ils ont accordé le plus d'importance (36,1 en moyenne), suivie de très près par les tarifs les plus bas (32,8). Les répondants ont accordé moins d'importance aux options des clients (16,5) et au remboursement de la dette (14,5).

Les répondants des communautés Malécites et Mi'kmaq ont toujours décrit l'énergie propre comme la plus grande priorité, ainsi que la capacité de produire de l'électricité pour la revente au réseau.

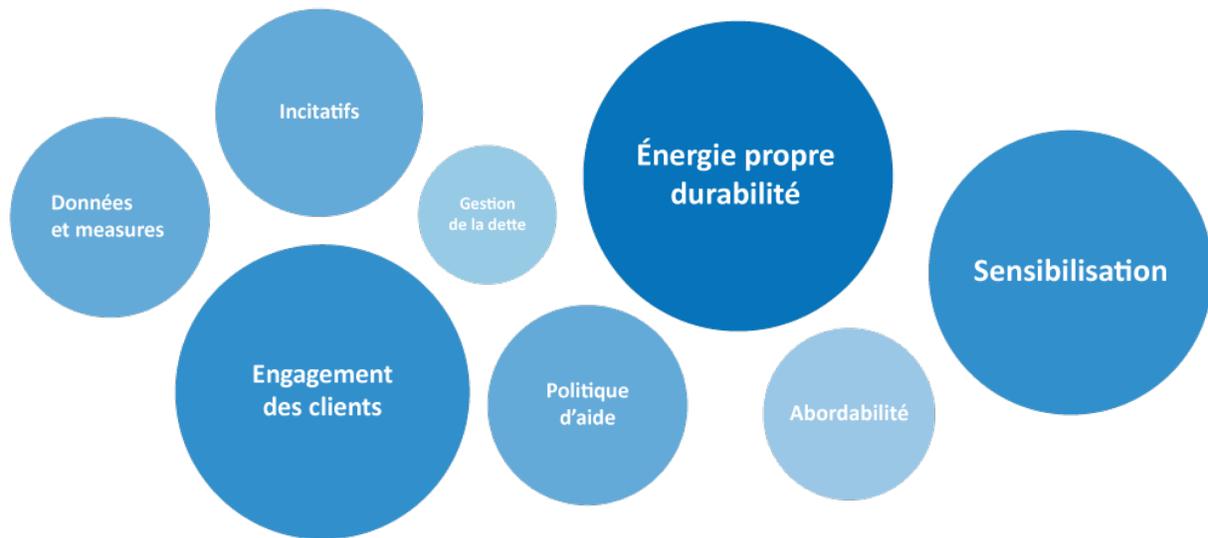
Lors de la séance d'engagement de Beresford, les représentants des communautés des Premières Nations ont identifié les priorités suivantes :

- Inclusion des Premières Nations
- Plus d'énergie verte
- Abordabilité
- Environnement
- Besoin de développement dans le nord de la province
- Ouverture de nouveaux marchés
- Réduction ou élimination des émissions de carbone
- Incitatifs pour le développement de l'énergie éolienne/solaire

## 9.4. Résultats des séances d'engagement avec la clientèle

### Résumé

Au cours des séances, les clients ont eu d'importantes discussions au sujet de leurs priorités en ce qui concerne l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick et de ce qui leur est important. Les thèmes généraux sont présentés ci-dessous.



Vous trouverez de l'information plus détaillée sur le programme de participation du public du PIR dans le document « Rapport final – Ce qui s'est dit », qui se trouve à l'annexe 1 (Programme de participation du public du PIR – Rapport final Ce qui s'est dit).

## 10. DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT INTÉGRÉS

### 10.1. Introduction

En vue d'élaborer un plan d'expansion optimal à moindre coût, les résultats de l'analyse ne peuvent être utilisés isolément de l'approvisionnement, ni ceux de l'analyse de la demande. Un des principaux éléments de la planification à moindre coût est l'intégration de programmes d'efficacité énergétique, de réaction à la demande et de réseau efficace, englobée parfois dans les programmes de gestion de la demande. Ces programmes constituent le fondement d'Éconergie NB et sont considérés comme une solution alternative aux centrales électriques dans ce PIR. Les résultats de l'analyse de l'offre peuvent maintenant être utilisés comme plan de référence en matière d'offre pour l'intégration de la stratégie de gestion de la demande, laquelle permet de reporter une tranche d'approvisionnement ou de la déplacer en fonction de l'économie concurrentielle des mesures de gestion de la demande et de la tranche de production.

La première étape de ce processus d'intégration consistait en un examen économique préliminaire des mesures de gestion de la demande envisagées. Dans le cadre de cet examen, certaines hypothèses simplificatrices ont été lancées à propos des options de gestion de la demande et de leurs interactions avec les centrales électriques d'approvisionnement afin de rejeter au filtrage uniquement les mesures qui n'étaient manifestement pas rentables et qui ne nécessitaient donc pas d'être soumises à une analyse approfondie. L'analyse de l'examen préliminaire reposait sur l'hypothèse selon laquelle les coûts de capacité et d'énergie évités pourraient être calculés à l'aide de turbines à combustion pour les besoins de pointe identifiés dans ce plan à compter de 2027, et les coûts d'énergie évités en fonction du système de coûts marginaux (combustibles, achats d'énergie, coûts d'opération et d'entretien variables) qui seraient déplacés par des réductions d'énergie.

Une autre hypothèse simplificatrice utilisée dans l'analyse de l'examen préliminaire est que toute augmentation de la capacité de réduction de gestion de la demande, quelle que soit la diversité, pourrait faire en sorte qu'une quantité équivalente d'approvisionnement soit reportée. En fait, seuls les blocs autonomes de capacité d'approvisionnement peuvent être reportés. Par conséquent, pour qu'une mesure de gestion de la demande permette d'éviter avec succès le besoin de nouvelle capacité, elle doit être d'envergure suffisante, que ce soit d'elle-même ou en combinaison avec d'autres mesures appropriées sur le plan économique.

Afin de bien évaluer les options présentées de gestion de la demande, les hypothèses simplificatrices énumérées précédemment sont écartées et les options liées à l'approvisionnement peuvent se faire concurrence sur un pied d'égalité dans une simulation réaliste et détaillée. La maquette logicielle de planification de l'expansion du programme dynamique ProView a été utilisée pour évaluer la capacité des options de gestion de la demande à éviter ou à reporter les besoins en matière de production de façon réaliste. ProView est un modèle de planification de l'expansion automatique permettant de définir le plan pour l'équilibre de l'offre et de la demande à moindre coût pour un réseau de services publics selon un ensemble déterminé de contraintes et d'hypothèses. ProView simule de façon réaliste le fonctionnement d'un réseau de services publics dans le but de déterminer les coûts et les effets sur la fiabilité qu'entraînerait l'ajout de ressources au réseau ou la modification de la charge par le programme de gestion de la demande. Dans le cadre de cette étude, le processus de programmation dynamique a simulé tous les effets sur les frais d'investissement et les coûts de production de milliers de combinaisons possibles d'options de gestion de la demande et d'approvisionnement.

## 10.2. Approche et méthode d'intégration

### 10.2.1. Hypothèses en matière d'approvisionnement

À la lumière des résultats de l'analyse de l'approvisionnement à la section 7.2 (Plan d'évaluation en matière d'approvisionnement), le plan d'expansion des ressources en matière d'approvisionnement le plus économique présenté à la figure 34 a été utilisé pour l'intégration de l'initiative Éconergie NB.

**Figure 34 : Plan en matière d'approvisionnement**

Fin de L'EF	Plan d'approvisionnement	Fermetures prévues
2018		
2019		
2020	Production intégrée (13 MW)	
2021	PLERPE (80 MW)	
...		
2025		Grandview (-95 MW)
2026		Grand Manan (-26 MW)
2027	GNCC (412 MW)	Bayside (-277 MW)
...		
2031	Millbank et Sainte-Rose (4 x 99 MW)	Millbank et Sainte-Rose (-496 MW)
2032		
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	
...		
2040	Remplacement en nature de Lepreau (660 MW) PUR (175 MW)	Point Lepreau (-660 MW)
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank et Sainte-Rose (-99 MW)	Belledune (-467 MW) Coleson Cove (-972 MW)
2042		

Il est à noter que le retrait des centrales de Point Lepreau (660 MW), de Belledune (467 MW) et de Coleson Cove (972 MW) en 2039-2040 et 2040-2041 représente plus de la moitié de la capacité installée du réseau. Ces centrales fournissent généralement plus de la moitié des besoins en électricité de la province. La retraite simultanée de ces centrales représentera un pour Énergie NB en raison ressources pécuniaires et humaines qui seront nécessaires pour installer des installations de production de remplacement dans une courte durée de temps. Le plan de ressources au cours de ces années sera affiné au cours des 15 prochaines années, à mesure que les centrales approchent la fin de leur durée de vie utile et que les dates de fermeture et les calendriers de construction sont pris en compte. Les plans de ressources présentés dans les sections suivantes sont représentatifs des coûts et options relatifs disponibles et permettent une comparaison appropriée entre les scénarios et l'évaluation de l'initiative Éconergie NB. Le plan d'approvisionnement final et le calendrier de remplacement continueront d'être révisés au fil du temps.

À cette étape, les solutions de rechange du plan d’approvisionnement feront maintenant concurrence aux mesures de gestion de la demande dans le cadre de l’initiative Éconergie NB pour permettre de déterminer la combinaison d’options liées à l’approvisionnement et d’options liées à la demande qui seraient les moins coûteuses. La gestion de la demande permettrait de reporter ou de complètement déplacer une option de ressource liée à l’approvisionnement pendant la phase d’intégration. Cependant, l’ajout des initiatives de gestion de la demande ne précipitera pas le moment de l’ajout d’approvisionnement, tout comme la mise sur pied de ces programmes ne fera pas en sorte que davantage de sources d’énergie seront mises en service que sous le plan d’approvisionnement. Pour faire exception à ce principe, il faudrait que les ressources nécessaires pour satisfaire à l’exigence de la NPR (soit que 40 pour cent des ventes d’électricité du Nouveau-Brunswick proviennent d’énergies renouvelables d’ici 2020) soient maintenues en place. Cela signifie que les ressources comme l’énergie communautaire de 80 MW du PLERPE et de 13 MW du programme de production intégrée seraient nécessaires pour aider à satisfaire à la NPR et donc ne pourraient pas être reportées ou supprimées si l’on intègre l’initiative Éconergie NB.

### 10.2.2. Hypothèses d’Éconergie NB sur la réduction de la demande et de l’énergie

Les mesures de gestion de la demande qui ont satisfait à l’examen préliminaire pour leur côté économique, ont été incluses dans l’initiative Éconergie NB en tant que solution de rechange de ProView, soit seules ou groupées à des mesures similaires. Le groupement logique de mesures selon leur nature, leur durée de vie utile et le coût moyen actualisé de l’électricité par KW a également été inclus dans cette option afin de diminuer de façon significative la taille du problème de programmation dynamique dans ProView. Le nombre total des réductions possibles pour l’initiative Éconergie NB était de 621 MW pour la demande et de 2 301 GWh pour l’énergie d’ici la fin de la période à l’étude, en 2041-2042. Veuillez noter que ces réductions s’ajoutent aux réductions réalisées depuis le PIR 2014, résumées ci-dessous :

**Figure 35 : Historiques des économies en énergie et de demande**

Fin de L’EF	MW	GWh
2015	5	8
2016	9	34
2017	16	79

Pour ce qui est de la phase d’intégration de l’analyse, les planificateurs du réseau d’Énergie NB ont retenu un calendrier de 25 ans de l’initiative Éconergie NB en tant que solution de rechange au plan d’expansion. Cette solution de rechange a été rendue possible au plus tôt à partir de 2017-2018, et il a été permis de la déplacer, selon le moment le plus opportun sur le plan économique. Une telle latitude a été conservée pour deux raisons : afin de simplifier le problème d’optimisation et afin d’éviter la « suroptimisation » de l’estimation imparfaite des données. Les données utilisées dans les analyses d’examen préliminaires comprenaient les meilleures estimations de l’incidence et de l’intégration probables. De plus, un calendrier d’intégration accélérée prévu est modélisé parce que l’initiative Éconergie NB prend du temps à s’instaurer et à atteindre ses objectifs de réductions. L’initiative nécessite également un engagement continu afin qu’elle ait une pleine incidence sur le système de production pendant de nombreuses années.

Le calendrier suivant sur les réductions possibles de la demande et de l'énergie a été établi et diffusé en vue de l'intégration. Le coût de la mise en œuvre de l'initiative Éconergie NB a été évalué à partir de l'étude sur l'efficacité énergétique réalisée par Dunsky Expertise en énergie dans le but d'élaborer, de mettre sur pied et de gérer des programmes d'efficacité énergétique et de réaction à la demande sur la période de 25 ans, et les coûts associés à la mise en application de la modernisation du réseau d'Énergie NB ont été traités de la même manière. Il est prévu que le coût total de l'initiative Éconergie NB sera de l'ordre de 1,3 million de dollars d'après la valeur actualisée sur la période d'étude. Il a été présumé que ce coût ainsi que la possible réduction de la demande et de l'énergie resteraient les mêmes au-delà de la période de 25 ans d'application du programme en conséquence du remplacement des biens de production d'une efficacité égale ou supérieure. La flexibilité de ce calendrier lui permettrait donc de commencer n'importe quand pendant la période d'étude. Cette configuration a été établie telle que présentée à la figure 36.

**Figure 36 : Calendrier de réduction possible d'Éconergie NB**

Année	MW	GWh
1	12	55
2	33	131
3	59	215
4	90	310
5	140	459
...		
25	621	2 301

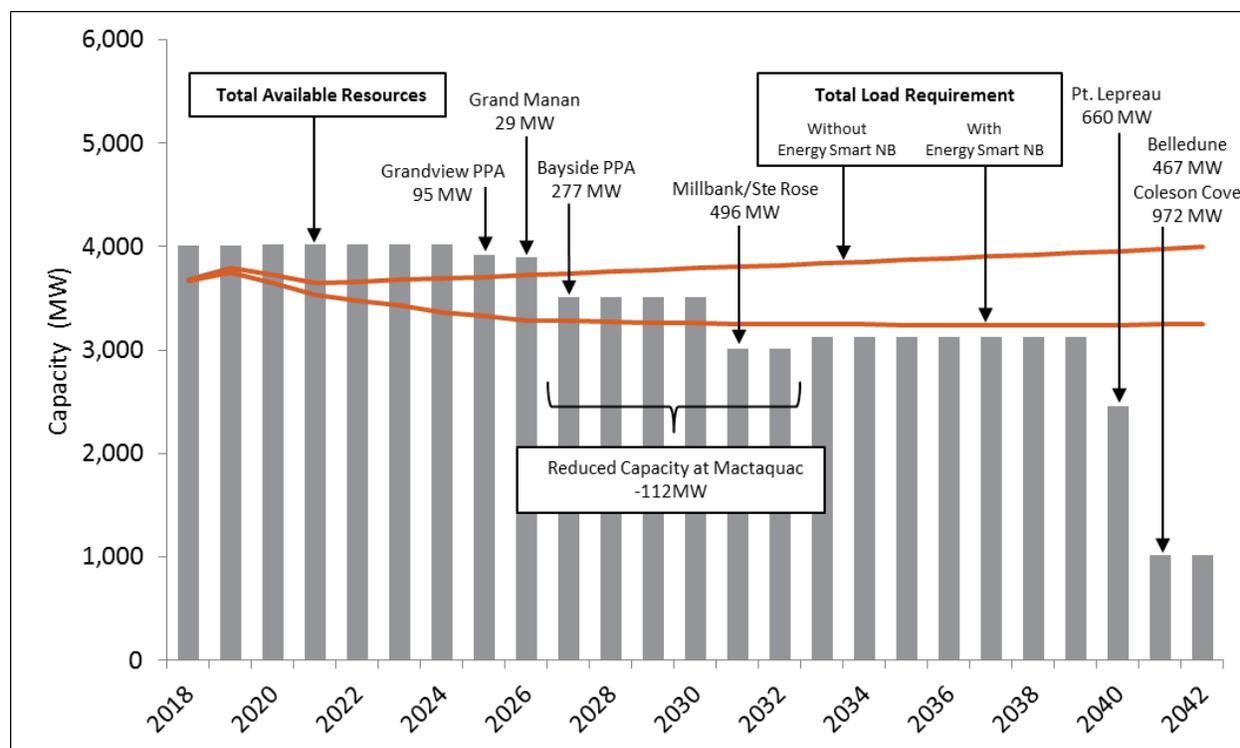
### 10.2.3. Critères de minimisation de l'intégration

Afin de déterminer quelle incidence aura l'intégration de l'initiative Éconergie NB sur l'analyse du plan d'approvisionnement, de nombreux points ont été étudiés. D'abord, pour examiner en quoi l'initiative Éconergie NB se compare aux tranches de production proposées dans le plan d'approvisionnement, le module de programmation dynamique a utilisé ProView pour trouver le plan le moins coûteux pour ce qui est du coût total associé à la valeur actualisée. En outre, le plan intégré le plus économique a été évalué relativement au coût moyen du service par kilowattheure ou au prix moyen annuel de l'électricité nécessaire afin de recouvrir tous les frais pour combler les besoins énergétiques de la province ; Le second permettant une comparaison des prix de l'électricité et montrant, par conséquent, l'incidence possible sur les tarifs.

### 10.3. Résultats définitifs de l'analyse de l'intégration

L'analyse de l'intégration a mené à la sélection de l'initiative Éconergie NB tôt dans la période d'étude. La figure 37 illustre l'incidence sur les besoins en ressources. Comme prévu, cette option a repoussé le besoin d'obtenir une nouvelle capacité.

**Figure 37 : Incidence de l'intégration de l'initiative Éconergie NB sur les besoins en ressources et les exigences de la charge**



La figure 38 présente le plan intégré le plus économique qui a résulté de cet exercice. Suivant ce plan, l'initiative Éconergie NB a été sélectionnée par le modèle ProView. Le diagramme sur les ressources et la charge présenté à la figure 37 montre qu'il faudra de nouvelles capacités à compter de 2027, mais que, si l'initiative Éconergie NB et la capacité additionnelle sont établies tôt dans la période afin de se plier à l'exigence de la NPR, le besoin de nouvelles capacités pour répondre à la nouvelle charge sera alors repoussé en 2030-2031.

**Figure 38 : Incidence de l'intégration de l'initiative Éconergie NB sur les options d'approvisionnement**

Fin de L'EF	Plan intégré	Plan d'approvisionnement
2018	Éconergie NB (621 MW)	
2019		
2020	Production intégrée (13 MW)	Production intégrée (13 MW)
2021	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)
...		
2027		GNCC (412 MW)
...		
2031	Millbank et Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank et Sainte-Rose (4 x 99 MW)
2032		
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac
...		
2040	Remplacement en nature de Lepreau (660 MW)	Remplacement en nature de Lepreau (660 MW) PUR (175 MW)
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank et Sainte-Rose (2 x 99 MW)	GNCC (3 x 412 MW) Millbank et Sainte-Rose (-99 MW)
2042		
<b>Total VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>25,7 milliards</b>
<b>VAN (2017 \$)</b>	<b>1,1 milliards</b>	

Le coût total associé à la valeur actualisée des besoins en revenus (VABR) indiqué est exprimé en dollars canadiens de 2017 et comprend tous les coûts (le total du combustible et de l'énergie achetée, les dépenses actuelles et nouvelles pour l'exploitation et l'entretien, les besoins actuels et nouveaux en capitaux ainsi que le coût total du transport, de la distribution, des produits et services, et du siège social). Ces coûts ont été saisis pendant la période étudiée définie entre 2017-2018 et 2041-2042. Les revenus associés aux ventes à l'exportation d'électricité et aux ventes associées aux produits et services (tels que la location de chauffe-eau et l'éclairage du crépuscule à l'aube) sont inhérents au VABR. En outre, le plan intégré comprend l'investissement associé à l'initiative Éconergie NB. Il est prévu que l'investissement sera de 1,3 milliard de dollars d'après la valeur actualisée sur la période d'étude. Les revenus prévus des produits et services associés à l'initiative Éconergie NB sont également compris dans la VABR du plan intégré. Ces activités réduisent le total des besoins en revenus au cours de la période d'étude, ce qui se traduit par des tarifs plus bas.

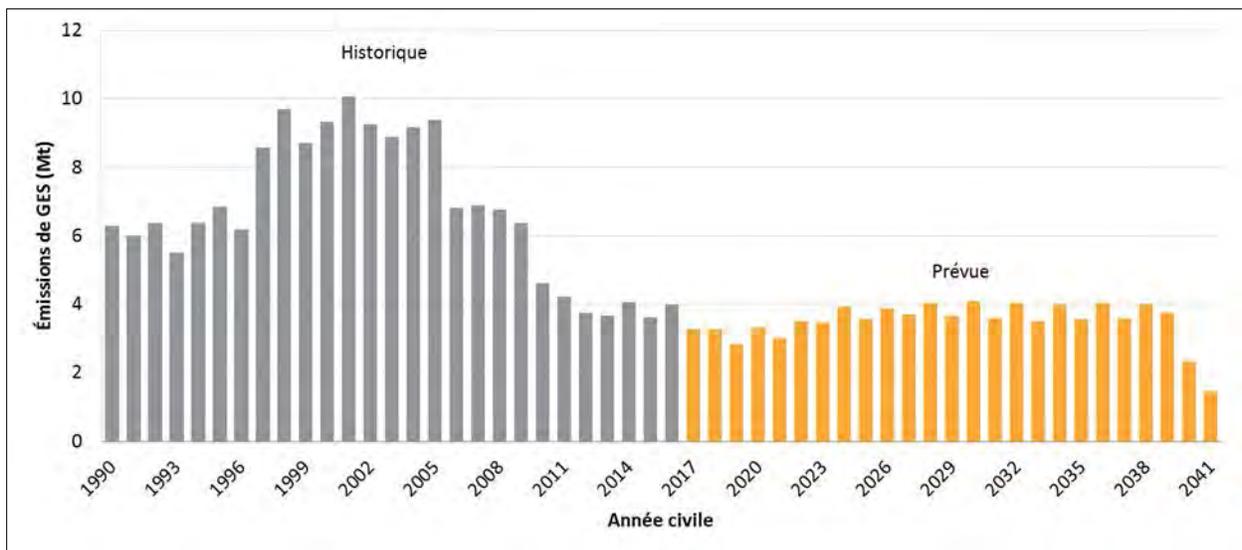
Le coût associé à la valeur actualisée des besoins en revenus du plan intégré est inférieur d'environ 4,5 pour cent à celui du plan d'approvisionnement. Cela représente une valeur actualisée nette (VAN) de 1,1 milliard de dollars associée à l'instauration à l'initiative Éconergie NB et est attribuable au report ou à l'élimination du prolongement partiel de la durée de vie utile des centrales de Millbank et de Sainte-Rose, à l'achat par interconnexion de la firme, au gaz naturel à cycle combiné, aux économies réalisées

grâce au combustible de remplacement et à l'énergie achetée, de même qu'aux autres économies associées à la modernisation du réseau.

Généralement, le modèle ProView sélectionnera une option de ressources lorsqu'il faut obtenir de nouvelles capacités ou qu'il faut respecter la réglementation, notamment la NPR. Le modèle pourrait également proposer une option de ressources en fonction de son côté économique. Dans le modèle ProView, l'option d'ajouter une ressource énergétique qui pourrait s'avérer à moindre coût, comme un projet d'énergie éolienne dans le cadre du plan intégré, a été considérée. Par contre, cette option a été rejetée puisque ce n'était pas rentable dans le cadre du plan intégré et non plus nécessaire pour satisfaire à l'exigence de la NPR.

Le taux émissions de GES associées au plan intégré est présenté à la figure 39 et est comparé aux taux historiques pour acheminer la charge dans la province.

**Figure 39 : Émissions de GES dans la province selon le plan intégré par comparaison aux émissions réelles**



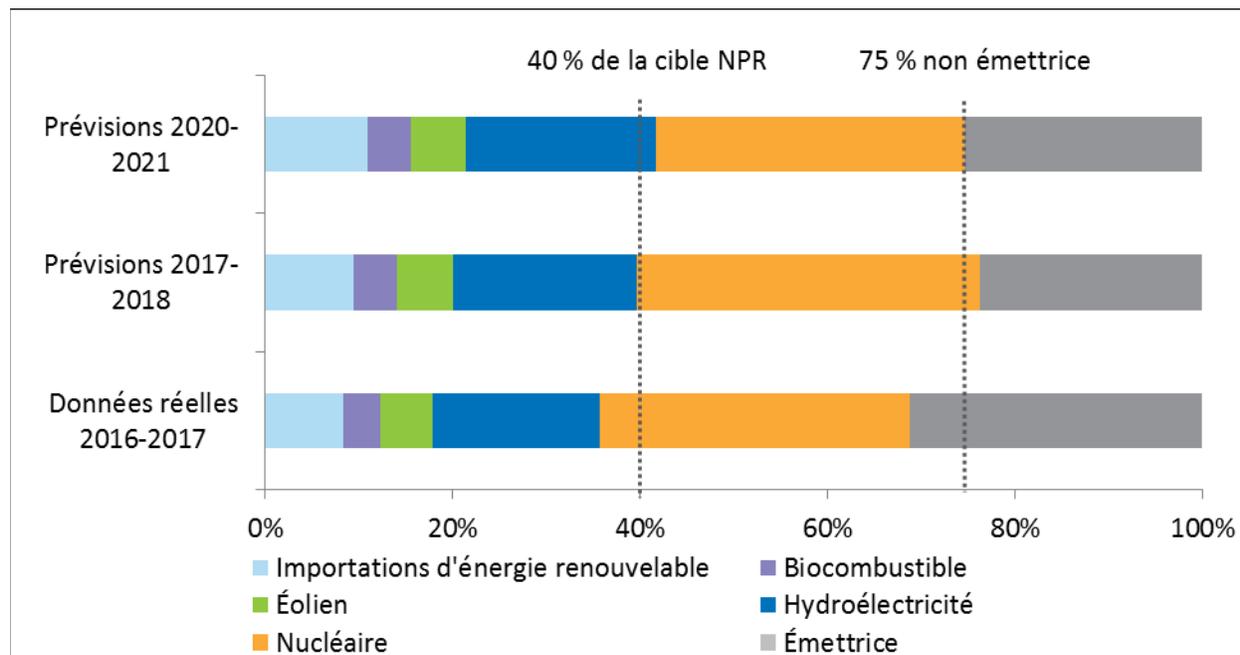
Les émissions associées au plan intégré restent sous les niveaux de 2005 et bien en dessous des anciens niveaux à long terme observés dans les années 1990. Les émissions indiquées découlent de l'alimentation de la charge de la province et des émissions dues aux ventes par interconnexions. Les émissions associées aux achats d'énergie de gaz naturel sont également incluses dans le tableau ci-dessus.

Les émissions prévues à partir de 2017 varient légèrement sur un intervalle de deux ans en raison des arrêts aux fins d'entretien à Point Lepreau qui se produit tous les deux ans. Le taux d'émissions prévu est fondé sur la réglementation des gaz à effet de serre et suppose un plafond de 4 Mt au cours de la période de planification. Les réglementations actuelles sur les gaz à effet de serre s'appliquent aux centrales électriques au charbon, adoptées en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999) qui fixe des normes de rendement, applicable à toute nouvelle centrale électrique au charbon et à celles qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile, qu'elle établit à 50 ans.

Le présent PIR prévoit que la seule centrale électrique au charbon d'Énergie NB, la centrale de Belledune, sera retirée du service en 2044. Bien que toute autre réglementation liée à la future réglementation sur les gaz à effet de serre soit incluse dans le prochain PIR, Énergie NB a pris en compte l'impact de plusieurs scénarios potentiels de réglementation des gaz à effet de serre envisagés par le gouvernement. Ces scénarios sont présentés à la section 10.4 de ce rapport (« Analyse des sensibilités »).

Énergie NB a bâti son réseau en tenant compte de la diversité des combustibles dans le but d'aider à réduire le risque et l'exposition possible à de futures fluctuations des prix des combustibles. Désormais, les nouvelles ressources renouvelables et l'initiative Éconergie NB permettront d'améliorer cette diversité et de réduire ce risque de façon soutenue. L'exposition au risque posé par les GES est également diminuée puisque le taux de ressources qui n'en émettent pas frôlera les 75 pour cent d'ici 2020-2021.

**Figure 40 : Parc de production**



## 10.4. Analyse des sensibilités

Selon les hypothèses de base, le plan intégré est la solution la plus économique. Cependant, afin d'évaluer la résistance de ce plan, il doit être examiné à la lumière de différentes hypothèses clés. Le plan d'expansion intégré doit non seulement être le plus économique en ce qui a trait à une estimation unique des conditions futures, mais il doit également être flexible en répondant bien aux changements apportés aux principales hypothèses saisies dans le modèle.

La résistance représente la mesure de la capacité du plan intégré à demeurer le plan le plus économique selon l'évolution de la conjoncture. L'analyse de sensibilité de cette étude nécessitait la réoptimisation des options d'approvisionnement à la suite de changements aux principales hypothèses utilisées en lien avec la sensibilité donnée. Ce processus a permis aux options d'approvisionnement de rivaliser une fois de plus et d'être remplacées, reportées, devancées ou supprimées en réponse à l'évolution de la conjoncture.

De façon générale, les analyses de sensibilité servent à en savoir plus sur les incidences de l'incertitude sur une étude ou un modèle. Dans le contexte du présent PIR, ces analyses déterminent la résistance du plan intégré en cernant la source d'incertitude qui influe le plus sur les conclusions de l'étude.

Dans la majorité des études sur les PIR, les changements apportés aux hypothèses de base sont formulés simplement sous forme d'analyses du type « Que se passera-t-il si », dans lesquelles d'importantes hypothèses de départ ont été examinées dans le cadre de scénarios optimistes et pessimistes. Dans certains cas, des études de simulation de Monte Carlo sont alors entreprises pour étudier la question de la probabilité qu'un paramètre d'entrée décisif se présente. Cependant, cela signifie que la distribution des probabilités du paramètre est bien organisée. Peu de paramètres financiers ou économiques disposent d'une distribution des probabilités bien définie. C'est d'ailleurs particulièrement le cas des paramètres liés aux prix et à la production de l'énergie. En outre, les simulations de Monte Carlo exhaustives requièrent des outils de calcul puissants composant avec chaque paramètre de sensibilité additionnel, menant ainsi à des centaines de scénarios de simulations. C'est pour ces raisons que cette analyse comprenait une approche axée sur les connaissances selon laquelle tous les renseignements quantifiables sont rassemblés et synthétisés pour former les limites supérieure et inférieure raisonnables du paramètre décisif. Les effets interactifs du changement des différents paramètres constituent des lacunes considérables de ce type d'analyse. Par conséquent, des « situations de contraintes » dans lesquelles les groupes de paramètres d'entrée varient et sont liés selon des scénarios futurs plausibles ont été créées.

Les paramètres d'approvisionnement décisifs les plus pertinents dans le cadre du présent PIR sont les suivants :

- Coûts d'immobilisations
- Prix des combustibles
- Prévision des charges
- Réglementation sur les GES et frais connexes ;
- Évaluation des situations de contraintes

L'élément clé de l'évaluation du scénario est le plan d'expansion le moins coûteux. Les sensibilités et les scénarios visent à tester les limites du plan intégré pour assurer qu'il est robuste et qu'il est le plan le

moins coûteux sur un large éventail d'hypothèses possibles. Certains éléments du plan d'expansion y sont inclus en tant qu'hypothèses de base et, par conséquent, ne font pas partie de l'analyse de sensibilité. Ces éléments comprennent la production intégrée, le PLERPE, et l'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.

### 10.4.1. Coûts d'immobilisations

De nombreux facteurs influencent les coûts d'immobilisations des projets. Les trois secteurs clés influençant Énergie NB et ayant été établis dans le cadre de cette étude sont les suivants :

- risque direct lié aux coûts d'immobilisations.
- Augmentation des prix pour la construction
- taux de financement

#### Risque direct lié aux coûts d'immobilisations

Comme pour tout projet d'immobilisations, il y a des risques de dépassements des coûts d'immobilisations. Les coûts pour des centrales électriques sont relativement bien définis parce que, bien des fois, les composantes sont de grande taille et sont souvent construites hors site par le fabricant. Ces fabricants de composantes ont un esprit de compétition très féroce, c'est pourquoi des contrats à prix fixe sont généralement prescrits. Par conséquent, un écart de plus ou moins 25 pour cent a été pris en considération. La figure 41 fournit le résultat de cette sensibilité appliquée au plan intégré.

**Figure 41 : Résumé des coûts relatifs aux risques liés aux coûts d'immobilisations**

	Plan intégré	Total du capital +25 %	Total du capital -25 %
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	24,9 milliards	24,3 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		0,3 milliard	-0,3 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,5 Mt	3,4 Mt

Dans la sensibilité « Total du capital + 25 pour cent », le plan d'expansion le moins coûteux s'aligne étroitement avec le plan intégré. La principale différence est que l'une des unités à plus forte intensité de capital (GNCC) est remplacée par des turbines à combustion, qui ont des coûts en capital plus faibles. Dans la sensibilité « Total du capital – 25 pour cent », Dans la sensibilité à l'ensemble du capital -25 pour cent, certaines options à forte intensité de capital et à faible coût du carburant sont des choix économiques. Un parc éolien de 200 MW est compris en 2031, et l'expansion de la centrale de Grand-Sault est comprise en 2040-2041. Les plans d'expansion détaillés sont inclus à l'annexe 6 (Plans d'expansion de l'analyse de sensibilité).

### Taux de financement

Dans le cadre de cette étude, l'hypothèse a été que le coût moyen pondéré du capital (CMPC) dans le secteur privé était d'environ 7,13 pour cent et celui du développement du secteur public du Nouveau-Brunswick était de 5,9 pour cent (ce taux a été appliqué tout au long du présent rapport). Le coût du capital dans le secteur public est inférieur en raison de la garantie publique. L'application du CMPC le plus élevé augmenterait le coût de toutes les options d'approvisionnement. Pour de plus amples renseignements, voir la section 7.1.2 (« Financement privé ou financement public »). La figure 42 illustre l'incidence de l'application des taux relatifs au financement privé.

**Figure 42 : Résultats de la sensibilité du financement privé**

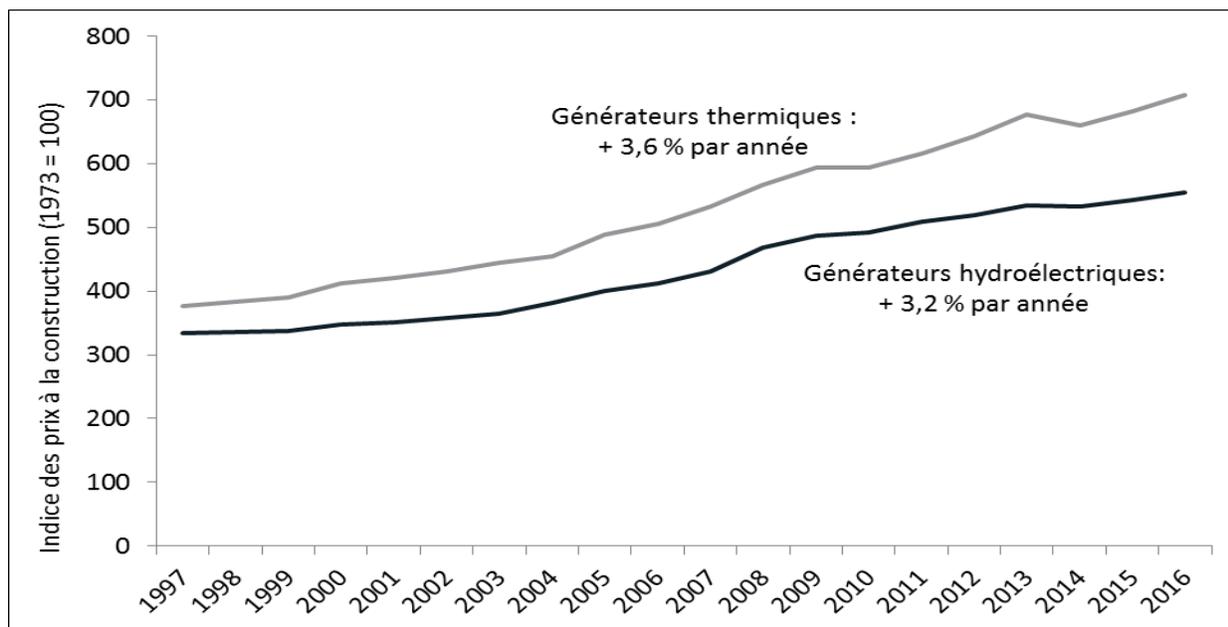
	Plan intégré	Financement privé (CMPC=7,13 %)
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	24,7 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		0,1 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,5 Mt

Le plan intégré reste le plan d'expansion le plus économique selon ce scénario de sensibilité. Vous trouverez le plan d'expansion détaillé à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité).

### Augmentation des prix pour la construction

Certaines installations de production existantes appartenant à Énergie NB atteindront leur fin de vie utile au cours de la période touchée par l'étude. D'importantes installations permanentes devront être construites pour remplacer les infrastructures vieillissantes. Le Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs est publié régulièrement depuis plus de 90 ans. Cet indice des prix à la construction dans les services d'électricité a été utilisé pour représenter les coûts associés à la construction d'immobilisations. Comme l'illustre la figure 43, l'indice devrait s'élever de 3,6 pour cent par année pour les centrales thermiques, et de 3,2 pour cent pour les centrales hydroélectriques.

**Figure 43: Indice Handy-Whitman (1973 = 100)**



Pour de plus amples renseignements, voir la section 5.8.3 (« Augmentation des prix à la construction »). L'index Handy-Whitman a été créé selon l'historique et constitue une prévision de coût raisonnable pour les technologies matures. Certaines technologies plus récentes ne sont pas tout à fait à maturité et pourraient s'écarter du point de repère de 3,6 pour cent. Le coût moyen actualisé des projets d'énergie éolienne n'a pas augmenté au même rythme dans les dernières années en raison des avancées technologiques permettant la réalisation de facteurs de capacité plus élevés. La figure 44 montre les effets de l'augmentation des prix pour la construction de 2 pour cent par an pour les technologies éoliennes.

**Figure 44 : Résultats de la sensibilité de la faible augmentation du vent**

	Plan intégré	Faible augmentation du vent
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	24,6 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		0,0 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,4 Mt

<sup>19</sup> Cost Trends of Electric Utility Construction – North Atlantic Region “Handy-Whitman Bulletin No. 183” (2016) (Tendances des coûts de la construction de services d'électricité - Région de l'Atlantique Nord).

Les résultats montrent que si les coûts d'immobilisations pour l'énergie éolienne devaient augmenter à un rythme inférieur à la moyenne, il deviendrait rentable d'installer 600 MW en 2040-2041, ce qui compenserait la nécessité de construire une centrale à gaz naturel à cycle combiné. L'impact des coûts au cours de la période d'étude est minime et il y a une légère diminution des émissions de GES. Le plan d'expansion pour la sensibilité de la faible augmentation de la vente se trouve à l'annexe 6 (Plans d'expansion de l'analyse de sensibilité).

Le plan intégré prouve sa résistance aux changements relatifs aux immobilisations en subissant très peu de variations des coûts. Le plan le moins coûteux pour la faible sensibilité au capital nécessite la construction d'une nouvelle production d'énergie éolienne en 2030-2031. Il sera important qu'Énergie NB évalue continuellement le coût de la production d'énergie éolienne en la comparant aux coûts du combustible et d'achats d'énergie du réseau actuel, particulièrement en ce qui concerne les nouvelles approches de la capacité.

### 10.4.2. Prix des combustibles

Les combustibles sont l'une des plus importantes dépenses d'Énergie NB. Au cours des dernières années, l'industrie a connu une instabilité extrême des prix des combustibles. Tout plan à long terme doit tenir compte du risque associé au prix des combustibles qui seront utilisés.

#### **Nucléaire**

Le prix du combustible nucléaire est resté stable au fil du temps et se trouve à être inférieur aux prix des combustibles fossiles. Puisque rien ne laisse présager qu'il y aura des changements à cet égard, il n'a pas été jugé nécessaire d'attribuer une valeur de sensibilité au prix du combustible nucléaire.

#### **Mazout lourd et mazout léger**

La centrale de Coleson Cove appartenant à Énergie NB utilise du mazout lourd. Cependant, l'utilisation de ce type de combustible est plutôt limitée en raison des prix élevés et des coûts thermiques relativement élevés des centrales thermiques (bas rendement thermique) alimentées au mazout, qu'elles soient nouvelles ou non. Le mazout léger est utilisé dans les turbines à combustion existantes (Millbank, Sainte-Rose et Grand Manan). L'utilisation est également très faible en raison du coût élevé du carburant et des vitesses de chauffage élevées des unités de turbine à combustion. Typiquement, elles ne fonctionneraient que pour stabiliser le réseau ou pendant les imprévus. Par conséquent, le pétrole n'est pas considéré comme une option de production d'électricité économique dans l'avenir.

#### **Charbon**

Le charbon est un combustible relativement peu coûteux utilisé aux installations de production existantes d'Énergie NB situées à Belledune. Son prix déjà relativement faible laisse peu de place à une baisse éventuelle. De plus, lorsque des problèmes d'émissions de GES y sont associés, les augmentations de prix sont peu probables. En raison des nouveaux règlements touchant le charbon, la possibilité qu'il y ait une mise en service de nouvelles centrales au charbon a été complètement écartée de l'étude. C'est pourquoi il n'a pas été jugé nécessaire d'attribuer une valeur de sensibilité au prix du charbon. Il est prévu que les sensibilités entourant les stratégies de gestion de GES aient une grande incidence sur la production de charbon actuelle.

## Gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible de premier rang qui devrait être présent en quantité abondante dans l'avenir. Comparativement à d'autres combustibles comme le combustible nucléaire ou le pétrole, le gaz naturel jouit d'un haut niveau d'acceptation par la population. Il est prévu qu'il deviendra le combustible de choix pour la production d'électricité à mesure que les gens évoluent vers un monde à faibles émissions de GES.

Il existe une forte corrélation entre le prix du gaz naturel et le prix du marché de l'électricité. Ces données mènent à la conclusion que les analyses de sensibilité sur les prix du gaz naturel et le prix du marché de l'électricité ne devraient pas être réalisées indépendamment. C'est pourquoi des sensibilités de +25 pour cent et de -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.

**Figure 45 : Résultats des sensibilités du prix du gaz naturel et du prix du marché**

	Plan intégré	Gaz et marché Prix +25 %	Gaz et marché Prix -25 %
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	24,8 milliards	24,3 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		0,2 milliard	-0,3 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,7 Mt	2,9 Mt

La sensibilité élevée du prix élevé du gaz et du prix du marché donne lieu au plan le moins coûteux qui comprend deux technologies à faible capital et à faible coût de carburant. Une installation d'énergie éolienne de 200 MW d'éolienne est installée pour 2030-2031 et une expansion de 100 MW à la centrale hydroélectrique de Grand-Sault est incluse pour 2040-2041. La hausse des prix des sources d'électricité à faibles émissions (marché, gaz naturel) entraîne une utilisation accrue des centrales au charbon et au mazout à émissions plus élevées. Toute réduction des émissions qui aurait été réalisée grâce à l'ajout d'énergies renouvelables est plus que compensée par l'augmentation de la production de carburants à émissions plus élevées.

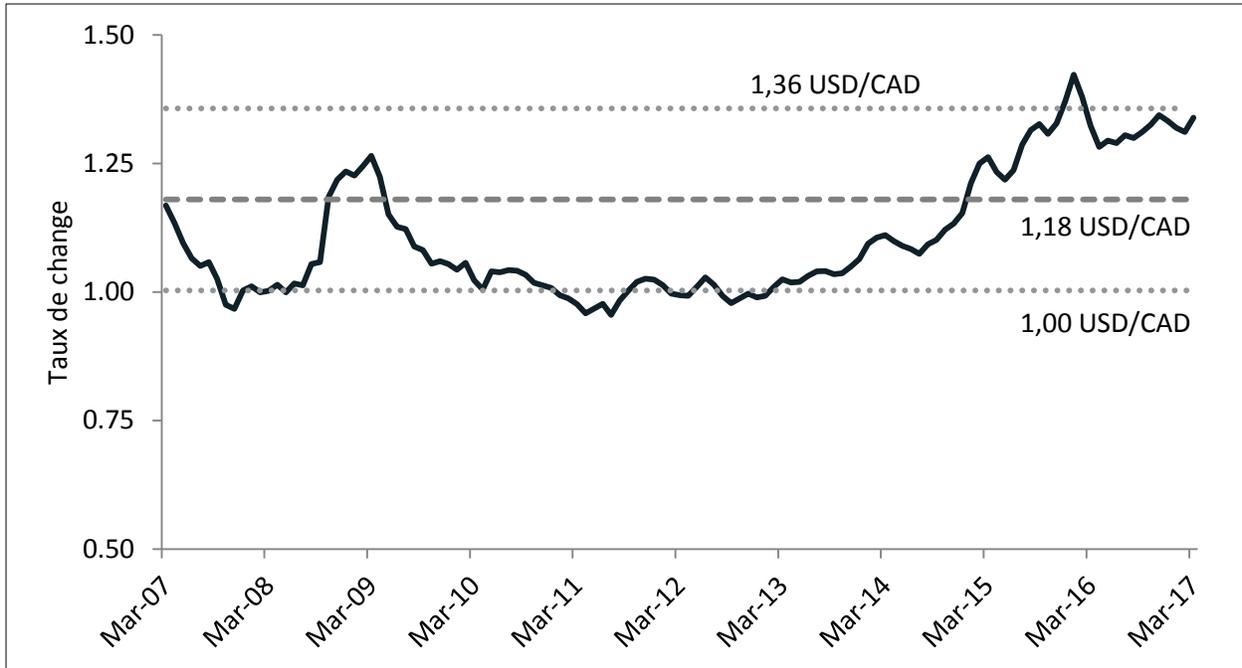
Le plan intégré reste le plan d'expansion le plus économique selon la sensibilité pour les faibles prix des gaz et du marché. Le plan repose fortement sur les achats sur le marché et sur la production de gaz naturel. Ce scénario a donc pour effet de réduire les coûts. De plus, les émissions sont réduites à mesure que la production des sources d'électricité à faibles émissions (marché et gaz naturel) augmente, alors que la production à partir du mazout lourd et du charbon diminue. Les plans d'expansion détaillés se trouvent à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité).

## Taux de change

Le prix de la majorité des combustibles achetés par Énergie NB est fixé en fonction du marché américain, de là les prix indiqués en dollars des États-Unis (USD). Le taux de change entre le dollar canadien (CAD) et celui des États-Unis (USD) représente un risque important pour Énergie NB. Dans le cadre du plan

intégré, le taux de change à long terme de 1,18 USD/CAD (c.-à-d. que 1 \$ US = 1,18 \$ CA) a été utilisé. La figure 46 présente l'historique du taux de change.

**Figure 46 : Taux de change des dix dernières années et prévisions**



Le taux de change agit non seulement sur les prix des combustibles, mais aussi sur les prix du marché de l'électricité. C'est pourquoi cette sensibilité a été appliquée à tous les combustibles et à toutes les opérations axées sur les conditions du marché. Le résumé des résultats est présenté ci-après à la figure 47.

**Figure 47 : Résumé financier des sensibilités du taux de change**

	Plan intégré	Taux de change +15 % USD/CAD	Taux de change -15 % USD/CAD
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	25,3 milliards	23,9 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		0,7 milliard	-0,7 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,4 Mt	3,5 Mt

L'augmentation de la sensibilité du taux de change se traduit par le plan le moins coûteux qui comprend deux technologies à faible capital et à faible coût du carburant. Une installation d'énergie éolienne de 200 MW d'éolienne est installée pour 2030-2031 et une expansion de 100 MW à la centrale hydroélectrique de Grand-Sault est incluse pour 2040-2041. En raison de la faible sensibilité du taux de

change, le plan le moins coûteux est très proche du plan intégré. Les plans d'expansion détaillés se trouvent à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité).

Le plan intégré prouve sa résistance aux changements relatifs aux combustibles en subissant très peu de variations des coûts et aucun changement significatif au plan d'expansion à court terme. Les plans les moins coûteux pour les scénarios d'augmentation des prix du combustible et du marché ont permis de générer 200 MW d'énergie éolienne en 2030-2031. Il sera important qu'Énergie NB évalue continuellement le coût de la production d'énergie éolienne, puisqu'elle se compare au coût du combustible et d'achat d'électricité du réseau existant à l'avenir.

### 10.4.3. Sensibilités de la charge

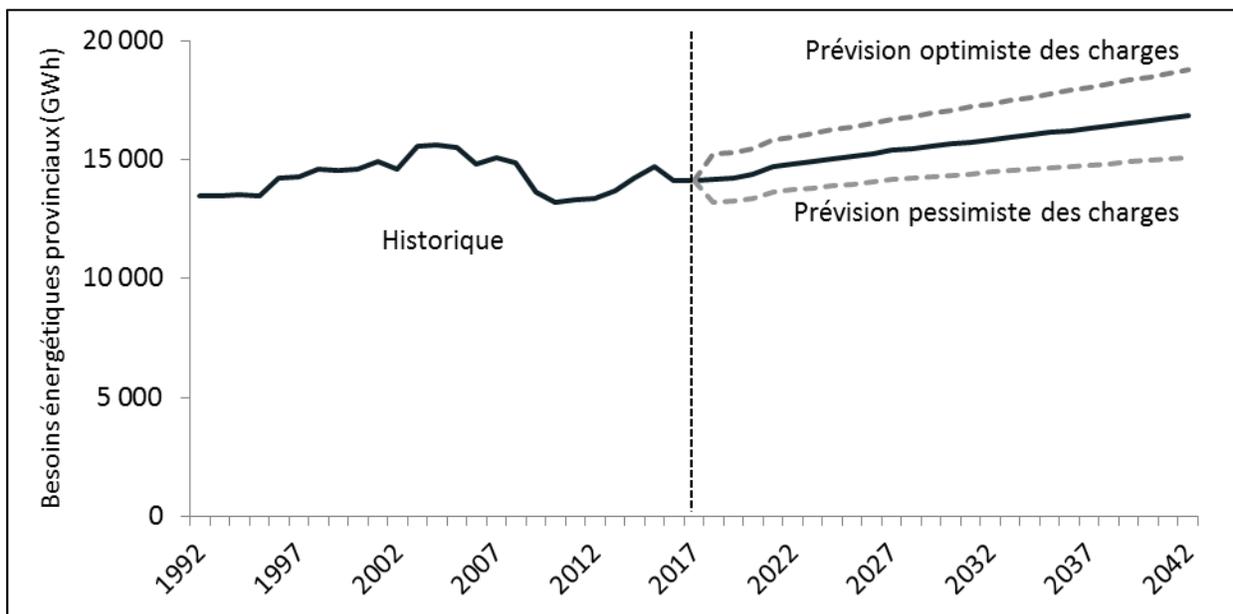
#### Prévision des charges

La plus récente prévision des charges réalisée par Énergie NB en août 2016 a été utilisée aux fins de l'étude.

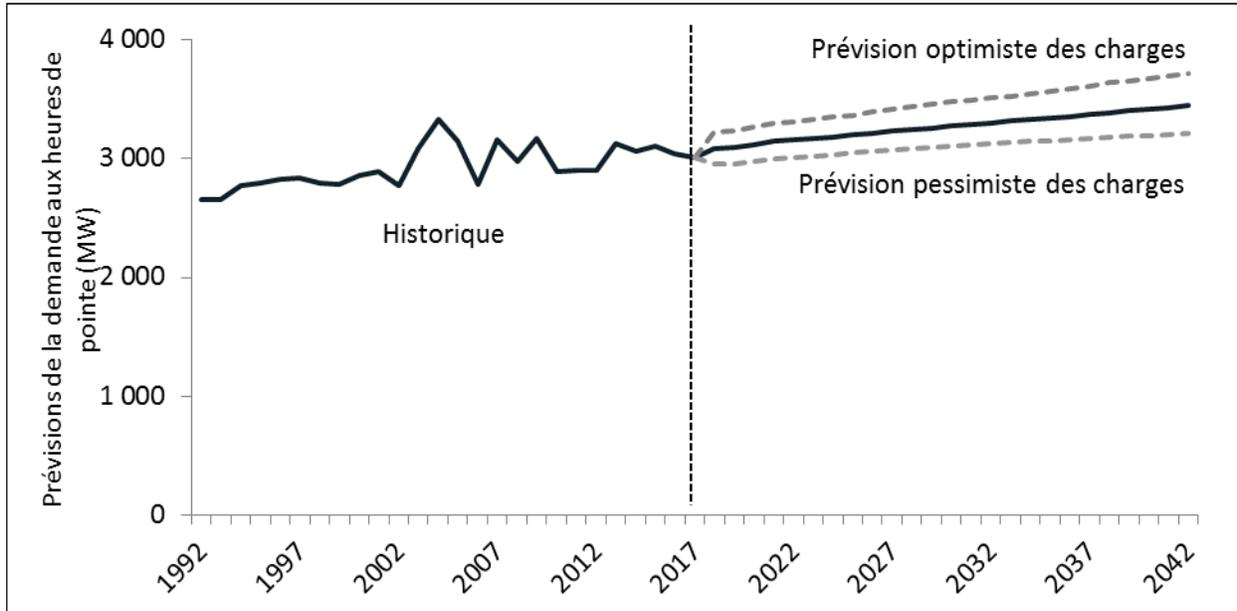
Un intervalle de confiance de 95 pour cent a été appliqué pour les prévisions optimistes et pessimistes, selon les analyses statistiques des tendances antérieures et futures.

Les figures 48 et 49 illustrent l'incidence sur les besoins en électricité du Nouveau-Brunswick. Ce diagramme montre également le tracé des anciennes charges qu'a connues le Nouveau-Brunswick.

**Figure 48 : Variations des prévisions d'énergie (avant les réductions associées à Éconergie NB)**



**Figure 49 : Variations des prévisions de la demande de pointe (avant les réductions associées à Éconergie NB)**



**Figure 50 : Résumé financier des sensibilités de la prévision de la charge**

	Plan intégré	Prévision optimiste des charges	Prévision pessimiste des charges
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	26,4 milliards	23,2 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		1,8 milliard	-1,4 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,7 Mt	2,8 Mt

Dans tous les plans de sensibilité à propos de la prévision de la charge, les options choisies sont similaires. L'exigence supplémentaire en matière de charge provient de la prévision optimiste des charges devant la remise à neuf des centrales de Millbank et Sainte-Rose en 2030-2031 et de la construction de deux nouvelles turbines à combustion en 2040-2041. La sensibilité de la prévision pessimiste nécessite la construction d'une centrale à gaz naturel à cycle combiné en moins. Les plans d'expansion se trouvent à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité). Dans l'ensemble, le plan le moins coûteux n'est pas sensible aux changements de charge à court et à moyen terme.

### Effacité énergétique

Énergie NB a reçu trois scénarios d'efficacité énergétique de Dunsy Consulting Ltd. Le scénario de base a atteint un niveau d'efficacité énergétique semblable à celui que ciblait Énergie NB auparavant.

**Figure 51 : Résumé financier des sensibilités de l'efficacité énergétique**

	Plan intégré	Effacité énergétique élevée	Effacité énergétique extrêmement élevée
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	24,4 milliards	24,7 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		-0,2 milliard	0,1 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,2 Mt	3,1 Mt

Traditionnellement, les programmes d'efficacité énergétique reposent sur des tests de rapport coûts-avantages réussis. Les programmes d'efficacité énergétique qui dépassent le montant de base inclus dans le plan intégré ont considérablement réduit les ratios coûts-avantages. Cela signifie qu'il y a une valeur décroissante associée à l'augmentation des programmes d'efficacité plus élevée que le montant de base. Dans la sensibilité extrême de l'efficacité énergétique, il n'y a pas de retour sur l'investissement pour les programmes, et le bénéfice net est négatif.

**Figure 52 : Bénéfices nets d'Éconergie NB et des programmes d'efficacité énergétique**

	Plan de base d'Éconergie NB	Plan supplémentaire (haute sensibilité)	Plan supplémentaire (Sensibilité extrême)
Coût (en \$ de 2017 VA)	1,3 milliard	0,8 milliard	1,6 milliard
Avantages bruts (en \$ de 2017 VA)	2,4 milliards	1,0 milliard	1,5 milliard
Avantages nets (en \$ de 2017 VA)	1,1 milliard	0,2 milliard	-0,1 milliard

L'ajout de nouveaux programmes d'efficacité énergétique ne serait pas prudent pour le moment en raison du risque accru associé au coût élevé et au faible rendement des programmes. Énergie NB continuera d'évaluer les objectifs de réduction en énergie et de la demande et de fixer des objectifs dans le plan triennal de gestion de la demande qui sont flexibles et peuvent être ajustés au fil du temps. Les plans d'expansion détaillés se trouvent à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité).

### Prévisions de l'énergie solaire PV

Le secteur de l'électricité se transforme à mesure de nouvelles options deviennent disponibles aux clients. L'un des impacts les plus significatifs de cette transformation future est l'option pour les clients de posséder leur propre production. Énergie NB a évalué un scénario de pénétration de l'énergie solaire moyen et élevé, fondé sur les prévisions reçues de Dunskey Energy Consulting Ltd. Les deux scénarios n'assument aucun changement à la politique actuelle de mesurage net.

Figure 53 : Prévisions solaires de Dunskey Energy Consulting Ltd.

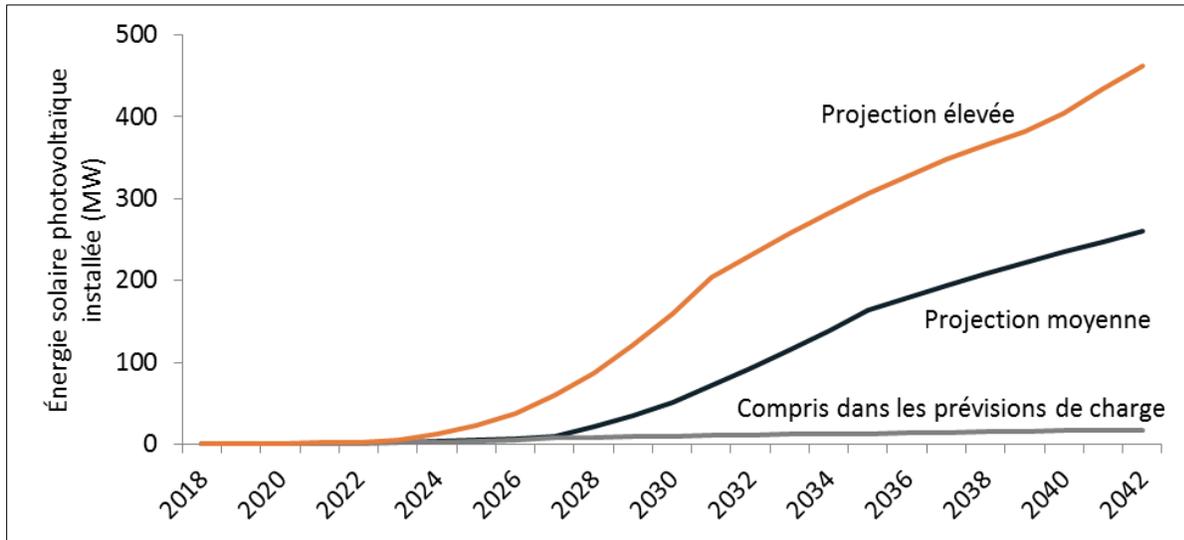


Figure 54 : Résumé financier des sensibilités de l'énergie solaire PV

	Plan intégré	Pénétration solaire moyenne	Pénétration solaire élevée
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	24,5 milliards	24,4 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		-0,1 milliard	-0,2 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	3,4 Mt	3,4 Mt

Les coûts ne sont pas significativement touchés par l'installation de l'énergie solaire PV détenu par le client. Il y a, cependant, une diminution des revenus liés aux ventes d'énergie qui est plus élevée que la diminution du coût du réseau. Cela signifie que le programme actuel de mesurage net n'envoie pas le bon signal de prix aux clients qui cherchent d'autres options d'électricité et que les grandes pénétrations de l'énergie solaire entraîneront des coûts plus élevés pour les clients sans énergie solaire PV. Il sera important qu'Énergie NB continue de surveiller cette tendance et d'évaluer le modèle d'affaires approprié qui fournit des signaux de prix appropriés aux clients. Aucun changement important n'a été

apporté au plan d'expansion le moins coûteux pour les sensibilités solaires PV. Les plans d'expansion détaillés se trouvent à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité).

#### 10.4.4. Réglementation sur les GES et frais connexes

Comme indiqué à la section 5.5 (« Considérations en matière d'environnement et de développement durable »), la possible réglementation des GES demeure très complexe et comporte de nombreuses incertitudes. Cette étude a présupé des mesures de rendement normalisées pour les nouvelles unités alimentées aux combustibles fossiles et celles existantes, auxquelles différents prix du carbone ont été appliqués.

La variabilité des prix du carbone sur les marchés existants et les études en cours sont significatives. En raison du risque associé aux prix du carbone et à l'incertitude quant au respect de l'attribution, trois sensibilités de gestion des GES ont été examinées. Les deux premières étaient simplement des plafonds de 3,0 Mt et de 2,5 Mt pour l'ensemble du secteur de l'électricité. La troisième sensibilité comprend un prix sur le carbone, ainsi que l'élimination du charbon, tel que décrit par le gouvernement fédéral.

##### Plafond sur le carbone

Au lieu d'un prix du carbone, un plafond de carbone a été appliqué aux émissions à l'échelle du réseau. Il est présupé que la centrale de Belledune serait retirée du service et que le charbon serait éliminé d'ici 2041. Les résultats sont indiqués ci-dessous.

**Figure 55 : Résumé financier des différents plafonds sur le CO2**

	Plan intégré	Plafond CO2 : 3,0 Mt	Plafond CO2 : 2,5 Mt
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	25,1 milliards	25,4 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		0,5 milliard	0,8 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	2,9 Mt	2,4 Mt

Comme le montre l'annexe 6 (Plans d'expansion de l'analyse de sensibilité), le plan intégré demeure robuste par rapport au plafond de 3,0 Mt, mais pour atteindre le seuil inférieur de 2,5 Mt, il faut ajouter de nouvelles ressources renouvelables, ce qui augmente la valeur actualisée des revenus d'environ 3 % par rapport au plan intégré.

##### Règlement fédéral GES

Le gouvernement fédéral envisage actuellement l'adoption de deux nouveaux règlements associés aux émissions de gaz à effet de serre. Le premier règlement imposerait un prix sur le carbone à partir de 10 \$/tonne en 2018, et jusqu'à 50 \$/tonne en 2022, comme il est indiqué dans la figure 56. Cela serait conforme à l'imposition d'une taxe carbone. Le deuxième règlement imposerait l'élimination du charbon d'ici 2030. Aux fins de cette sensibilité, il est présupé que ces deux règlements seront imposés.

Cependant, il convient de noter que même si ces règlements ont été annoncés, il demeure inconnu comment ils pourraient changer au fil du temps. Le que règlement fédéral GES devrait évoluer au fil du temps. Tout changement futur sera retenu pour les prochains PIR.

**Figure 56 : Résumé financier des sensibilités du règlement fédéral GES**

	Plan intégré	Règlement fédéral GES
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	27,1 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		2,5 milliards
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	2,5 Mt

Les coûts découlant du règlement fédéral GES sont extrêmement élevés pour le total des réductions d'émissions réalisées. La moyenne des émissions est semblable aux moyennes réalisées dans la sensibilité de plafond de 2,5 Mt ci-dessus, mais les coûts supplémentaires sont triplés en comparaison. Il pourrait s'ensuivre un effet domino qui se traduirait par une éventuelle perte de charge, en particulier dans les secteurs industriels et commerciaux, car les coûts de conformité pourraient être transférés à ces clients. Cette sensibilité souligne le besoin d'une stratégie de gestion des GES au Nouveau-Brunswick et montre le coût élevé de la mise hors service des actifs existants avant la fin de leur durée de vie utile.

Dans cette sensibilité, le plan le moins coûteux nécessite une nouvelle capacité en 2031 pour remplacer la perte liée au retrait de la centrale de Belledune. Une grande partie de cette capacité provient d'énergies renouvelables. Les plans d'expansion détaillés se trouvent à l'annexe 6 (Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité).

#### 10.4.5. Évaluation des scénarios

Les analyses de sensibilité ont laissé voir la résistance du plan de référence lorsqu'il est soumis à toute une gamme de conditions fluctuantes. Une analyse plus poussée et comprenant de multiples sensibilités a alors été réalisée afin de déterminer, une fois de plus, le degré de résistance du plan intégré. Deux différents scénarios ont été élaborés. Le premier suppose que la politique gouvernementale et les pressions sociales entraîneraient une électrification accrue de l'économie et des limites sur les émissions de GES. Cela aurait pour effet d'augmenter la charge, d'augmenter la pénétration du PV solaire et d'augmenter la demande (et le prix) de l'électricité et du gaz naturel. Un deuxième scénario a été élaboré, reflétant un cas de récession mondiale, où l'énergie à faible coût a été privilégiée, et les restrictions et réglementations environnementales ont été assouplies. Ce scénario entraînerait une baisse de la charge ainsi qu'une diminution de la demande (et du prix) pour le gaz naturel et l'électricité. Ces scénarios et les hypothèses correspondantes sont résumés à la figure 58.

**Figure 57 : Hypothèses liées à l'analyse des scénarios**

	Scénario 1 : Électrification accrue	Scénario 2 : Récession mondiale
Prévision des charges	Élevé	Faible
Efficacité énergétique	Aucune modification	Aucune modification
Pénétration solaire	Élevé	Aucune modification
Prix du gaz naturel	+ 25 %	- 25 %
Prix du marché	+ 25 %	- 25 %
Prix du carbone	Aucune modification	Aucune modification
Plafond de carbone	3,0 Mt	Aucune modification

**Figure 58 : Coût prévu au plan intégré associé aux différents scénarios**

	Plan intégré	Faibles émissions/électrification accrue	Récession mondiale
VABR (en \$ de 2017)	24,6 milliards	27,1 milliards	22,8 milliards
Coût additionnel provenant du plan intégré		2,5 milliards	-1,8 milliard
Moyenne annuelle Émissions de gaz à effet de serre	3,5 Mt	2,9 Mt	2,4 Mt

En application du scénario de l'électrification accrue, le plan d'expansion comprend une augmentation considérable du développement renouvelable. Le plan d'expansion comprend la construction d'une unité hydroélectrique de 100 MW à Grand-Sault en 2022-2023 et d'une production éolienne de 200 MW en 2020-2021 et en 2030-2031. Cette situation est due aux prix élevés des combustibles et du marché ainsi qu'aux limites de GES. En application du scénario de la récession mondiale, le seul écart majeur par rapport au plan intégré est qu'une unité de cycle combiné au gaz naturel en moins est requise en 2040-2041. Des plans d'expansion détaillés sont inclus à l'annexe 6 (Plans d'expansion de l'analyse de sensibilité).

## 11. CONCLUSION

Les résultats de la présente étude concernant le Plan intégré des ressources (PIR) fournissent des renseignements sur le plan d'action stratégique que devrait envisager Énergie NB pour satisfaire aux futurs besoins en ressources. Les affirmations suivantes tiennent des résultats du PIR :

1. Aucune nouvelle capacité ne sera nécessaire avant 2027 ou plus tard.
2. Le parc de ressources futur le plus économique se compose de ressources renouvelables dans la période initiale afin de satisfaire à l'exigence de la NPR. Un accent sur l'initiative Éconergie NB devra être maintenu.
3. Les ressources de pointe peuvent être fournies de façon plus économique sous forme de combinaison de l'initiative Éconergie NB, d'achats de ressources de pointe par interconnexion et de turbines à combustion.
4. La capacité économique et les réductions d'énergie associées à l'initiative Éconergie NB devraient atteindre 59 MW et 215 GWh respectivement d'ici 2019-2020 et atteindre 621 MW et 2 301 GWh d'ici 2041-2042.
5. L'initiative Éconergie NB entraîne une diminution nette de 1,1 milliard de dollars de la valeur actualisée des besoins en revenus d'Énergie NB au cours de la période de planification.
6. Dans le but d'obtenir une capacité d'Éconergie NB permettant d'éviter la construction de nouvelles turbines à combustion, le calendrier de l'initiative Éconergie NB devrait continuer d'augmenter au même rythme que les efforts déployés à long terme.
7. Les taux d'émission de GES nécessaires pour satisfaire aux besoins de consommation de la province sont restés sous le seuil antérieur de 2005.
8. Les exigences de charge de base et intermédiaire nécessaires pour arriver à la fin de vie utile des installations existantes sont satisfaites de façon plus économique par les nouvelles énergies renouvelables et l'initiative Éconergie NB.
9. La prolongation de la durée de vie des centrales de Millbank et de Sainte-Rose se veut le choix le plus économique pour les exigences de charge maximale après la date actuelle de leur retrait.
10. L'exploitation continue de la centrale de Mactaquac se reflète dans les activités d'atteinte de durée de vie utile.
11. Un examen continu des nouvelles technologies innovatrices et des modèles d'entreprise devra être réalisé pour veiller à avoir toujours accès aux options et aux renseignements les plus récents et à conserver un panier de sources de production diversifié à long terme.
12. Éconergie NB permettra de réduire l'exposition aux modifications pouvant être apportées aux futures hypothèses.

En résumé, l'orientation stratégique recommandée dans l'immédiat est la suivante :

- Le développement continu des programmes de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle et de production intégrée des clients afin de satisfaire à la Norme de portefeuille renouvelable ;
- La poursuite de l'initiative Éconergie NB et l'accroissement du développement à long terme ; et
- La poursuite des travaux techniques liés aux nouvelles options de production d'énergie éventuellement viables au Nouveau-Brunswick, en particulier celles touchant les ressources renouvelables.

## 12. ANNEXES

Annexe 1 : Programme d'engagement du public pour le PIR — Rapport final « Ce qui s'est dit »

Annexe 2 : Liste des hypothèses sous-jacentes au PIR

Annexe 3 : Prévisions relatives aux prix du combustible et du marché — scénario de référence

Annexe 4 : Options d'approvisionnement

Annexe 5 : Paramètres de projets et de coûts d'exploitation

Annexe 6 : Plans d'expansion pour l'analyse de sensibilité

Annexe 7 : Glossaire et abréviations

Annexe 1 : Programme d'engagement du public pour le PIR — Rapport final « Ce qui s'est dit »



« Ce qui s'est dit »

## ÉNERGIE NB 2017 – NOTRE AVENIR ÉNERGÉTIQUE

MÉTHODOLOGIE – Pages 3 à 5

RÉSULTATS DE LA PARTICIPATION EN LIGNE – Pages 5 à 10

RÉSULTATS DES SÉANCES D'ENGAGEMENT AVEC LA CLIENTÈLE – Pages 11-17

ANNEXE A – Pages 18-46

[notreavenirenergetique.ca](http://notreavenirenergetique.ca)

2

  
Énergie NB Power

## « Ce qui s'est dit »

### MÉTHODOLOGIE

Étant donné que la période de planification du plan intégré des ressources est de 25 ans, il est important pour nous de mieux comprendre ce qui est important pour les clients alors qu'ils envisagent l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, ainsi que le rôle qu'ils sont prêts à assumer pour atteindre les objectifs compris dans le plan.

La période d'engagement de la clientèle pour le plan intégré des ressources (PIR) s'est déroulée entre le 12 mars 2017 et le 15 mai 2017. La conception du processus d'engagement fut un effort de collaboration entre Énergie NB et NATIONAL. La conception du sondage et l'analyse des données ont été effectuées par Thinkwell Research.

#### *Objectif du processus*

- Recueillir des commentaires fondés sur des valeurs auprès de la population du Nouveau-Brunswick sur l'avenir énergétique de la province afin d'éclairer la conception du PIR d'Énergie NB pour 2017.

#### *Objectifs*

- Mieux comprendre ce qui est important pour les clients alors qu'ils envisagent l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, ainsi que le rôle qu'ils sont prêts à assumer pour atteindre les objectifs compris dans le plan.
- Fournir suffisamment d'information contextuelle, appropriée, et facile à comprendre, au sujet du paysage énergétique de la province, la portée du processus du PIR.
- Organiser un processus d'engagement fondé sur les valeurs, en personne et en ligne, afin de permettre aux Néo-Brunswickois de nous faire part de leur perspective, leur expérience, leurs idées, et ce qui leur est le plus important.
- Faire preuve de transparence dans la diffusion des données qui ressortent des efforts de consultation.

## « Ce qui s'est dit »

### **Portée de la participation**

Le processus consistait d'un sondage en ligne sur notre site Web [www.notreavenirenergetique.ca](http://www.notreavenirenergetique.ca) et des séances d'engagement pour les clients qui ont eu lieu à Fredericton, à Moncton, et à Beresford.

Les efforts du processus d'engagement pour accroître la sensibilisation et inviter les clients à participer ont été répandus par l'entremise de publicités dans les journaux et les médias sociaux (Facebook, Twitter, YouTube), de relations avec les médias, d'invitations directes aux parties prenantes, et d'autres voies de communication d'Énergie NB (site Web, médias sociaux).

Des commentaires ont été recueillis en ligne de 1 221 Néo-Brunswickois, dont 16 % étaient des communautés Malécites et Mi'kmaq (identifiés par les trois premiers chiffres du code postal). Trois séances d'engagement ont eu lieu, auxquelles ont participé 52 personnes au total. Trois organisations d'intervenants ont fait des propositions formelles lors du processus.

### **Méthode d'engagement en ligne**

L'expérience d'engagement en ligne a été conçue pour le grand public. Le contenu a été créé de façon concise et emploie un langage simple. Une vidéo informative a été réalisée afin de fournir un contexte pour la discussion et les questions.

Le sondage était court et les questions étaient directes. Le sondage examinait les points suivants :

- L'abordabilité
- L'énergie propre
- Les options offertes aux clients

Les participants ont également eu la possibilité de répondre à une question ouverte, leur permettant de nous faire part d'autres points importants pour eux. Les données qualitatives ont été codées en catégories significatives sur le plan conceptuel, puis quantifiées par Énergie NB.

### **Méthode d'engagement en personne**

Les séances d'engagement des clients étaient présentées sous forme de « Café du monde ».

Des représentants de l'équipe de direction d'Énergie NB agissaient en tant qu'animateurs. Une présentation de Michael Bourque, directeur de la planification intégrée des ressources, constituait un contexte important pour la discussion. La présentation comprenait un aperçu du PIR, de la situation actuelle, des résultats du processus du PIR de 2015, des options possibles pour l'avenir, et du rôle accru que les clients pourraient jouer.

## « Ce qui s'est dit »

Les participants étaient guidés lors de l'exploration des trois questions suivantes :

- En ce qui concerne l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, qu'est-ce qui est le plus important pour vous ?
- Afin de faire avancer ces priorités, de quoi avons-nous besoin ?
- Qu'est-ce que les clients peuvent faire pour faire avancer ces priorités ?

### RÉSULTATS DE LA PARTICIPATION EN LIGNE

#### *Résumé*

Selon les résultats, l'énergie propre et l'abordabilité sont d'une grande importance pour les Néo-Brunswickois qui ont participé au sondage. Les participants étaient plutôt d'accord sur ces deux points.

Le seul point sur lequel les gens étaient moins d'accord était l'énoncé suivant : « Je suis disposé à payer plus pour de l'énergie propre ». Cela laisse entendre que, pour certains, il y a des limites concernant la mesure dans laquelle Énergie NB adopte la mesure d'énergie propre.

Il y avait également d'importantes divergences sur plusieurs questions, selon l'âge. Les participants sous l'âge de 35 ans étaient plus d'accords avec les énoncés pour de l'énergie propre, alors que les participants de plus de 55 ans étaient plus en accord avec les énoncés pour de la gestion des coûts (maintenir les tarifs aussi bas que possible, investir dans des solutions pour mieux gérer leur consommation d'énergie, etc.).

Il ne faudrait pas toutefois interpréter ces données comme quoi les plus jeunes participants ne sont pas pour des tarifs bas, ou que les participants plus âgés ne sont pas pour de l'énergie propre. Ces données indiquent tout simplement que les priorités diffèrent selon le groupe d'âge.

Les énoncés avec lesquels les Néo-Brunswickois étaient le plus d'accords étaient les suivants :

## « Ce qui s'est dit »

### Énergie propre

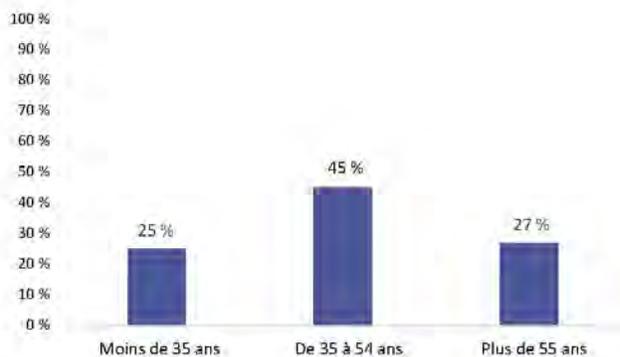
- Je souhaite qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'efficacité énergétique
- Je suis favorable à diminuer l'utilisation de combustibles fossiles et de faire la transition vers un avenir énergétique plus propre afin de respecter nos engagements en matière de changements climatiques
- Les Néo-Brunswickois ont la responsabilité de faire des changements pour aborder les changements climatiques

### Les options offertes aux clients

- Je suis disposé à investir dans l'équipement et la technologie pour gérer mes coûts et ma consommation d'électricité (par exemple l'isolation, les thermostats programmables)

### Résultats détaillés

Le plus grand groupe de participants était le groupe d'âge moyen (35 à 54 ans), soit 45 %. Les groupes de moins de 35 ans et de 55 ans représentaient à peu près la même proportion, soit 25 % et 27 % respectivement.



## « Ce qui s'est dit »

### Abordabilité

Sur une échelle de 1 à 5, où 1 signifie *en désaccord* et 5 signifie *d'accord*, les participants ont dû dire dans quelle mesure ils étaient d'accord avec une série d'énoncés.

Priorité	4-5 (2 priorités)	3	1-2	Je ne sais pas	Moyenne
Je souhaite qu'Énergie NB fasse des investissements pour me fournir plus d'options afin que je puisse mieux gérer mes coûts et ma consommation d'électricité	72 %	17 %	8 %	3 %	4,04
La transition du Nouveau-Brunswick vers un avenir énergétique propre doit minimiser les effets sur les tarifs et l'économie	68 %	20 %	10 %	2 %	3,99
La priorité absolue d'Énergie NB devrait être de maintenir les tarifs aussi bas que possible	63 %	22 %	13 %	2 %	3,88
Je suis ouvert à l'achat d'énergie renouvelable de territoires voisins plutôt que de construire de nouvelles centrales au Nouveau-Brunswick pour maintenir des tarifs stables	50 %	20 %	27 %	3 %	3,38
La priorité absolue d'Énergie NB devrait être le paiement de la dette	42 %	37 %	18 %	4 %	3,35

### Énergie propre

Priorité	4-5 (2 priorités)	3	1-2	Je ne sais pas	Moyenne
Je souhaite qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'efficacité énergétique	86 %	8 %	3 %	3 %	4,49
Je suis favorable à diminuer l'utilisation de combustibles fossiles et de faire la transition vers un avenir énergétique plus propre afin de respecter nos engagements en matière de changements climatiques	79 %	10 %	8 %	2 %	4,29
Les Néo-Brunswickois ont la responsabilité de faire des changements pour aborder les changements climatiques	76 %	13 %	9 %	2 %	4,17
La priorité absolue d'Énergie NB doit être de passer des combustibles fossiles à la production d'énergie propre	74 %	13 %	11 %	2 %	4,12
Je souhaite qu'Énergie NB devienne un chef de file en matière d'énergie propre	73 %	15 %	10 %	2 %	4,15
Il est important que l'électricité consommée au Nouveau-Brunswick soit produite au Nouveau-Brunswick	61 %	19 %	18 %	3 %	3,80
Je suis disposé à payer plus pour de l'énergie propre	51 %	23 %	23 %	2 %	3,51

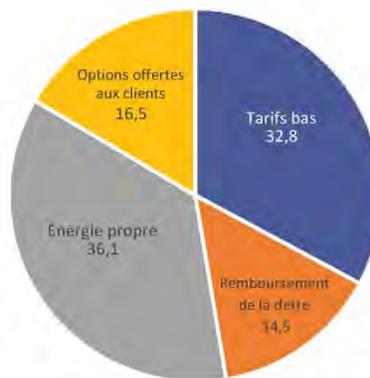
## « Ce qui s'est dit »

### Options offertes aux clients

Priorité	4-5 (2 priorités)	3	1-2	Je ne sais pas	Moyenne
Je suis disposé à investir dans l'équipement et la technologie pour gérer mes coûts et ma consommation d'électricité (par exemple l'isolation, les thermostats programmables)	77 %	13 %	7 %	3 %	4,19
Je souhaite produire ma propre électricité	71 %	12 %	14 %	4 %	4,07
Je souhaite participer à un programme de tarification au compteur horaire pour gérer mes coûts et ma consommation d'électricité	65 %	16 %	15 %	4 %	3,86
La priorité absolue d'Énergie NB doit être de trouver des solutions pour ses clients afin qu'ils puissent mieux gérer leur consommation d'électricité	64 %	22 %	12 %	3 %	3,86
Je souhaite faire l'achat d'une voiture électrique	50 %	19 %	27 %	4 %	3,40
Je pense que c'est la responsabilité d'Énergie NB de gérer les coûts et la consommation d'électricité de ses clients	44 %	33 %	20 %	4 %	3,36

### Établir des priorités

Les participants ont également eu la chance de nous dire l'importance qu'ils accordent aux quatre priorités d'Énergie NB. La priorité à laquelle les participants ont accordé le plus d'importance est l'énergie propre (36,1 %), suivi de près par les tarifs bas (32,8 %). Les participants n'ont pas accordé beaucoup d'importance aux options offertes aux clients (16,5 %) ni au remboursement de la dette (14,5 %).



## « Ce qui s'est dit »

Il y avait d'importantes divergences d'âge sur deux points. Conformément aux autres résultats du sondage, les participants de moins de 35 ans avaient tendance à accorder plus d'importance à l'énergie propre (41,8 %) que les participants d'âge moyen (35,6 %) et d'âge plus avancé (32,5 %). En ce qui concerne les tarifs bas, les résultats étaient l'inverse (<35 : 29,7 % ; 35-54 : 32,8 % ; 55+ : 35,5 %).

### Autres commentaires

Les participants ont été encouragés de nous faire part de tout autre commentaire en ce qui concerne le développement du PIR d'Énergie NB. Les réponses présentées ci-dessous proviennent de 409 personnes qui ont répondu à cette question.

Il y avait d'importantes divergences d'âge sur deux points. Conformément aux autres résultats du sondage, les participants de moins de 35 ans avaient tendance à accorder plus d'importance à l'énergie propre (41,8 %) que les participants d'âge moyen (35,6 %) et d'âge plus avancé (32,5 %). En ce qui concerne les tarifs bas, les résultats étaient l'inverse (<35 : 29,7 % ; 35-54 : 32,8 % ; 55+ : 35,5 %).

Les participants des communautés Malécites et Mi'kmaq ont exprimé que l'énergie propre était d'une grande importance pour eux, ainsi que la capacité de produire de l'énergie pour le réseau.

## « Ce qui s'est dit »

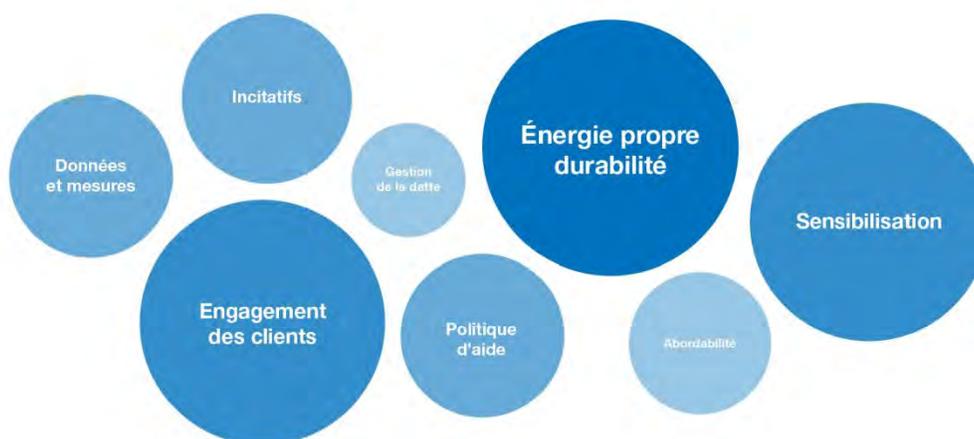
Catégorie	Intervenants (n=409)
Promotion de l'énergie solaire	20 %
Incentifs/subventions nécessaires pour la production de l'énergie propre	17 %
L'énergie propre doit être une priorité	11 %
Permettre aux clients de vendre l'énergie excédentaire au réseau	9 %
L'énergie éolienne doit être une priorité	9 %
Garder les tarifs bas/minimiser les augmentations	8 %
Promotion de l'énergie marémotrice/hydroélectrique	5 %
Réduction des salaires de l'administration	5 %
Énergie NB doit être un chef de file/Énergie NB prend du retard	5 %
Énergie NB doit se concentrer sur la création d'emplois/l'amélioration de l'économie	5 %
Investir davantage dans l'énergie nucléaire	5 %
Protection des tarifs pour les propriétaires à faible revenu et les personnes âgées	4 %
Créer plus de possibilités d'éducation/de sensibilisation/d'engagement	4 %
Suggestions liées au sondage	4 %
Une meilleure gestion de la part d'Énergie NB est nécessaire	4 %
Encourager les consommateurs à produire leur propre énergie	4 %
Se concentrer sur les programmes de conservation	4 %
Travailler en collaboration avec d'autres leaders/services publics	3 %
Éviter de faire les mêmes erreurs que l'Ontario	3 %
Mettre l'accent sur l'importance de véhicules électriques	3 %
Éliminer l'énergie nucléaire	3 %
Encourager la consommation en fonction de la période de la journée	3 %
Se concentrer sur le remboursement de la dette	2 %
Féliciter Énergie NB pour le sondage	2 %
Le Rapport d'énergie à domicile est une perte de temps et d'argent	2 %
L'investissement dans l'infrastructure pour les véhicules électriques	2 %
Meilleur leadership gouvernemental	2 %
Éviter l'usage d'énergie éolienne	2 %
Mauvaise gestion de la centrale nucléaire de Point Lepreau	2 %
Maintenir le réseau/réduire le nombre de pannes	2 %
Le gaz naturel doit être une priorité	2 %
Adopter une approche équilibrée et prudente	2 %
Énergie NB est incompétente/corrompue	2 %
Garder la production de l'énergie au NB	2 %
Autres	14 %

## « Ce qui s'est dit »

### RÉSULTATS DES SÉANCES D'ENGAGEMENT AVEC LA CLIENTÈLE

#### Résumé

Lors des séances d'engagement, les clients ont participé à de profondes discussions sur leurs priorités en ce qui concerne l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick. Les thèmes généraux sont représentés ci-dessous.



#### Résultats détaillés

***En ce qui concerne l'avenir énergétique du Nouveau-Brunswick, qu'est-ce qui est le plus important pour vous ?***

Voici des commentaires dont les participants nous ont fait part, classés selon le thème :

## « Ce qui s'est dit »

### Engagement des clients

- Les clients doivent prendre des mesures pour faire partie des solutions futures
- La diversité est importante
- L'engagement communautaire est important
- L'importance des outils conviviaux pour les clients afin qu'ils puissent se renseigner sur les possibilités en matière d'énergie (p.ex. leur consommation)
- La participation des clients (p.ex. projets pilotes)
- La participation de toutes et tous

### Sensibilisation

- Le leadership et la sensibilisation d'Énergie NB en matière d'un avenir énergétique durable
- La sensibilisation des clients sur la comparaison des coûts
- La sensibilisation dès un jeune âge
- La sensibilisation sur la consommation (p.ex. visualiser sa consommation)
- La sensibilisation sur le comportement (p.ex. habitudes de consommation)

### Énergie propre et durabilité

- L'énergie propre et rentable
- L'environnement et notre responsabilité envers l'environnement
- La réduction ou l'élimination des émissions de carbone
- L'élimination des combustibles fossiles
- Les logements plus durables
- La modernisation
- L'énergie renouvelable
- La résilience contre le changement climatique
- Les crédits de carbone
- Le façonnement d'une nouvelle identité propre et écologique du Nouveau-Brunswick

### Abordabilité et gestion de la dette

- Le coût de l'énergie et l'abordabilité
- Le remboursement de la dette
- L'identification des économies
- Les retombées économiques de la centrale de Belledune
- Les tarifs bas et stables
- L'achat en gros afin de garder les tarifs bas

## « Ce qui s'est dit »

- Les notifications pour économiser de l'argent grâce à l'aide du réseau intelligent
- Le retour sur les investissements
- L'investissement local à l'aide d'un retour sur les investissements
- La préoccupation du coût réel de l'énergie nucléaire
- La vision à long terme des coûts
- L'investissement
- La vision globale des coûts de production
- La disposition à payer un léger supplément

### Incentifs

- Les incitatifs et les remises
- Énergie NB doit aller de l'avant avec des incitatifs
- Le développement de subventions/d'incitatifs pour encourager les gens à s'engager dans l'énergie éolienne/solaire
- Les programmes d'incitatifs pour les encourager les clients à installer des produits écoénergétiques et à effectuer des projets de construction écoénergétiques — il y a quelque chose pour tout le monde
- Les incitatifs pour encourager les gens à consommer davantage de l'énergie renouvelable
- Les incitatifs financiers afin que les Néo-Brunswickois puissent faire des choix plus responsables en matière d'énergie
- Les incitatifs pour la consommation inférieure à la moyenne

### Politique d'aide

- L'engagement des leaders et des politiciens
- L'alimentation de la politique et du « pourquoi »
- Le développement dans le nord de la province
- L'investissement dans le Nouveau-Brunswick et la production de 100 % de l'énergie au Nouveau-Brunswick
- Le Nouveau-Brunswick pourrait devenir le poumon du Canada — les provinces qui émettent des gaz à effet de serre pourront faire l'achat de nos crédits carbone.
- Les politiques gouvernementales qui appuient les projets communautaires
- Les différents ordres du gouvernement doivent s'aligner aux objectifs et aux visions d'Énergie NB

### Données et mesures

- Les données en temps réel
- Les notifications et les possibilités d'économiser de l'argent et de réduire sa consommation d'énergie
- Les habitudes orientées par les données
- Les commentaires et les discussions en temps réel

## « Ce qui s'est dit »

### *Premières Nations*

Lors de la séance d'engagement à Beresford, les représentants des communautés des Premières Nations ont fait ressortir les priorités suivantes :

- L'inclusion des Premières Nations
- L'énergie verte
- L'abordabilité
- L'environnement
- Le développement dans le nord du Nouveau-Brunswick
- L'ouverture de marchés
- La réduction ou l'élimination des émissions de carbone
- Les subventions ou les incitatifs pour le développement de l'énergie éolienne/solaire

## « Ce qui s'est dit »

**Afin de faire avancer ces priorités, de quoi avons-nous besoin ?  
Qu'est-ce que les clients peuvent faire pour faire avancer ces priorités ?**

Voici un résumé des réponses recueillies :

RÉPONSE	THÈMES
L'efficacité doit devenir la norme	Énergie propre et durabilité
L'intégration de nouvelles technologies	Énergie propre et durabilité
Encourager les nouvelles sources d'énergie et de chauffage	Énergie propre et durabilité
Transport de l'électricité sans émissions de carbone	Énergie propre et durabilité
Éliminer l'usage du charbon	Énergie propre et durabilité
L'éclairage plus écologique (y compris l'acceptation générale de nouvelles technologies)	Énergie propre et durabilité
Fiabilité (tempêtes plus nombreuses, changement climatique, etc.)	Énergie propre et durabilité
Quitter le réseau — décentralisation	Énergie propre et durabilité
Production distribuée	Énergie propre et durabilité
Indépendance énergétique	Énergie propre et durabilité
Appareils qui s'éteignent	Énergie propre et durabilité
Choix écologiques faciles	Énergie propre et durabilité
L'intégration de la technologie dans les matériaux de construction	Énergie propre et durabilité
Planification énergétique communautaire	Énergie propre et durabilité
Prendre des mesures simples afin d'économiser de l'énergie	Énergie propre et durabilité
Énergie solaire	Énergie propre et durabilité

## « Ce qui s'est dit »

RÉPONSE	THÈMES
Rendre plus visible le coût de l'électricité — tarification, etc.	Données et mesures
Programme clairement défini avec des indicateurs clés de rendement	Données et mesures
Factures détaillées	Données et mesures
Résultats démontrés	Données et mesures
Compte-rendu transparent des résultats	Données et mesures
Responsabilité	Données et mesures

RÉPONSE	THÈMES
Sensibilisation pour les personnes âgées ( <i>réduction de l'énergie</i> )	Gestion de la dette et abordabilité

RÉPONSE	THÈME
Portail en ligne pour recevoir les idées des clients, faire avancer le changement ( <i>s'éloigner des modèles traditionnels</i> )	Engagement des clients
Plus de dialogue avec la communauté	Engagement des clients
Collaboration	Engagement des clients
Plus de participation aux séances de discussion	Engagement des clients
Aider les clients	Engagement des clients
Les clients deviennent les fournisseurs	Engagement des clients

## « Ce qui s'est dit »

RÉPONSE	THÈME
Sensibilisation et leadership afin de changer la vision, créer une culture de respect, et diminuer le gaspillage des ressources	Sensibilisation
Information	Sensibilisation
Changer l'éducation pour éviter la construction de nouvelles centrales	Sensibilisation
Programmes de sensibilisation pour les écoles ( <i>créés par Énergie NB</i> ) et défis énergétiques entre les districts scolaires	Sensibilisation
Sensibilisation pour les personnes âgées ( <i>réduction de l'énergie</i> )	Sensibilisation
Dialogue sur les médias sociaux	Sensibilisation

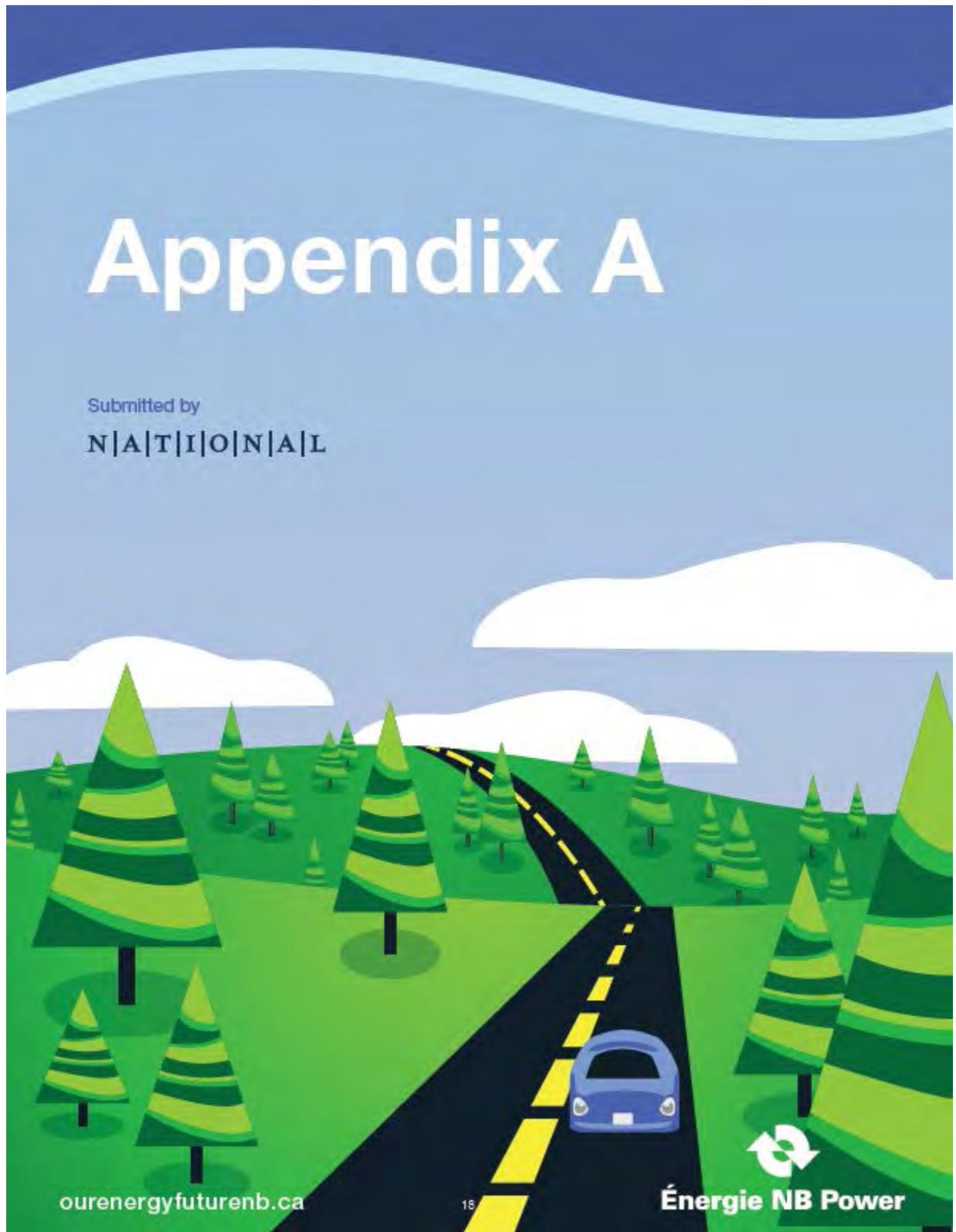
RÉPONSE	THÈME
Crédits pour l'efficacité énergétique en hiver	Incentifs
Incentifs pour les granulés de bois et l'isolation pour les maisons	Incentifs

RÉPONSE	THÈME
Informez notre gouvernement que nous voulons du changement	Politique d'aide
Taxe sur le carbone pour changer les comportements	Politique d'aide
Taxe sur le carbone pour changer les comportements	Politique d'aide

# Appendix A

Submitted by

N|A|T|I|O|N|A|L



ourenergyfuturenb.ca

18

Énergie NB Power

My name is Chris Rouse with New Clear Free Solutions. We would like to submit our fully integrated resource plan for consideration for your 2017 IRP process. We would like to be assured that this plan be presented to the government of NB as one of their choices in long term planning approval.

This is a link to our latest version of the IRP.

#### [New Clear Free Solutions 2017 Integrated Resource Plan](#)

In general, renewable energy is the same or lower cost than the fossil fuel and nuclear options. Given that these options are currently less expensive or similar cost there is no need to wait or defer their implementation, and there is no need for significant long term rate increase like currently planned by NB Power. Deferring the transition will only cost more in the long and short run, and is denying NB much needed jobs. It is a false choice to ask NB Brunswicker's if they are willing to pay more for green energy when it is less expensive.

Our plan has been misunderstood as only investing into renewables and not looking at energy efficiency and conservation. Our plan has also been misunderstood as ignoring the other sectors that make up NB emissions such as industry and Transportation. This is not true. There is \$4.7 billion in our plan to be invested in these areas and was the "Dividend" column in our previous plans. This is a fully integrated resource plan for New Brunswick and not just for the electricity sector. NB Power is responsible for both the generation of electricity as well as efficiency programs, and as such we believe the best way to invest the Carbon Tax is through our publicly owned utility for the benefit of all New Brunswicker's.

Some of the money will be used to invest into electrode boilers which is at least a 30% efficiency gain and has huge emissions reductions and will save industry in energy costs compared to what they are currently paying. This is the only credible method for eliminating the emissions from this sector without the extensive use of biofuels. Biofuels is a limited resource and we should be conserving it and using other methods first. The increase in electricity sales will also help with NB Powers bottom line and help keep rates low and stable. The approximate cost to supply all industry in NB with an electrode boiler is approximately \$200 million dollars.

The money will also be used to invest in the shift to electric transportation. This has another huge efficiency gain of more than 30%. At \$300,000 per electric school bus and approximately 1200 school busses, \$360 million of the 4.7 billion could be used to buy all new electric school busses. There are also approximately 1200 commercial busses. An electric commercial bus is approximately \$300,000 more than a normal fossil fuel bus which we can incentivise at a cost of another \$360 million. We can also use some of the revenue to incentivise the shift to electric cars and provide the infrastructure to make the shift like fast charging stations, and home charging stations.

Investing in these efficiencies have large emission reductions and benefits NB Power through increased sales and leads to lower overall energy cost for ratepayers while also maintaining low and stable rates. Investing in efficiency that reduces electricity consumption will make rates higher, choke the cash flow needed to make the transition, generally bad for business and only benefits those who get the efficiency. Also we have a very low carbon grid, already at around 75% carbon free, using less electricity has very little environmental benefits. Due to the high price of gasoline the shift in electric transportation should end up with consumers paying less overall energy cost. If we want to save money using efficiency the transportation sector is the place to do it in.

We should also use some of the money to invest in efficient government buildings that will make them more affordable. We all benefit from an efficient government. We can also offer low interest loans that can be paid back with energy savings and this should starting with low income families first. We can invest into efficiency but too much too fast creates a big problem, and it should not be the focal point of our long-term plans like the current RASD program.

We think NB Power should not be trying to change human behavior to accommodate their grid, although we do believe in education that may help integrate renewables. We object to time of use pricing as NB Power is telling me I must pay more to eat and shower at my normal times. NB Power should be focusing on demand side management technology that is transparent to the user and doesn't require behavior changes such as are award winning Power Shift Atlantic program, which NB Power has now defunded.

There is also ample money for climate change mitigation as the effects of global warming have already begun to affect New Brunswick.

We also think that people generating their own electricity is a large issue for NB Power especially if rates keep rising like currently planned. We suggest NB Power adopt the solar city business model for people who want to generate their own power. We also think the community power be limited as NB Power is community power. However, if there is a program most community energy projects are 70% debt financed and this source of financing should be the Carbon tax so that we all benefit.

We would like NB Power to consider all our evidence, IR's and testimony from the EUB matter 336 as part of this submission, as we made our detailed concerns very well known to senior management during that process. We requested that the board order NB Power to have a detailed stakeholder consultation with us, but their final decision has yet to be released. We would very much welcome and request a more detailed consultation about the IRP with NB Power. Interventions are by nature confrontational and we hope that our critique is not taken personally as it is meant to help and in the public's best interest

Both economic experts at the hearings thought that the best way to get NB Power out of the financial troubles was a large immediate rate increase because of the compounding nature of it. The carbon tax gives this large initial influx of cash recommended by them while keeping electricity rates low and stable.

We request that an option to phase nuclear out by 2030 be considered in the IRP. As stated by NB Powers own expert at the EUB hearings, the closing of Point Lepreau for any number of reasons poses a large financial risk on the Province. NB Power should be examining the potential early retirement of Lepreau. Nuclear technology has underperformed in every aspect of building and operating a generating plant and lifespan should not be overestimated either. From cost over runs, schedule delays, poor performance, increase ongoing capital cost and issues with waste and safety still not adequately addressed, NB Power has no logical reason for pursuing nuclear. It is an industry in decline and NB does not have enough money to prop up this falling industry. Given the recent bankruptcy of Toshiba there is currently not even any technology to buy. We cannot afford to be another nuclear guinea pig in NB. There is no technical need for nuclear power and we already have too much baseload. We request that geothermal be used to replace any base load requirements, as it is the same or less cost and more scalable to the size of our needs. According to the 2014 IRP we have a comparable geothermal resource to California.

As pointed out during the EUB hearings we have concerns with the fundamentals of NB Powers current business plans starting with NB Powers lack of vision, IRP methodology and concerns with the three strategic objectives and general management of our publicly owned utility. These concerns were mirrored by almost all interveners.

We also have the impression that NB Power is not properly using its strategist software and this software is largely responsible for our concerns with NB Powers three key strategies. Given the recent property tax software creating significant issues in the province we are also concerned with misunderstood software at NB Power. We object to NB Power blindly following the directions given by this piece of software.

We request that NB Power assess return on investment and not only the lowest cost option for this IRP process. The results of the IRP are currently being misrepresented as Net Present Value which they are not. Not considering lost revenue for the RASD program is a huge problem with the current 2014 IRP. While the RASD program claims to have saved approximately \$450 million over 25 years it did not consider the lost revenue from the 2TWh of efficiency that the program enabled. This is approximately \$200 million per year in lost revenue every year to save \$450 million over 25 years. Lost revenue puts undue pressure on rate and jeopardizes the legislated requirement of low and stable rates.

We also object to the use of 100% debt financing for the WACC in the strategist software. NB Power should be using the actual capital structure in their modeling and using 0% ROI for their equity.

If NB Power would like to optimize the Carbon Tax and Investment plan we have submitted we recommend that NB Power use a WACC of 0% in their strategist software.

We strongly object to the focus on debt repayment. Even NB Powers own economic expert agreed that debt repayment should only be done with any money that is left over. Debt repayment is the tail wagging the dog. NB Power has a legislated equity target and not a debt reduction target. There should be no focus on debt repayment. NB Powers current focus should be return on investment. Our largest financial risk in the province is the performance of Point Lepreau and debt repayment does nothing to mitigate this risk. We risk paying down a bunch of debt to build equity then losing all the equity when Lepreau has to be shut down for one reason or another or our coal plant has to be shut down. Paying down debt is essentially investing in the bad past investments that NB Power has made that are causing all the risk.

Thank you for this opportunity to submit our thoughts on NB Powers future.

Regards

Chris Rouse

New Clear Free Solutions

# New Clear Free SOLUTIONS

## Transitioning To A Low Carbon Economy Carbon Tax and Investment Plan 2017 Integrated Resource Plan

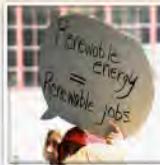
The purpose of New Clear Free Solutions is to:  
Provide energy oversight to the public and official decision makers using objective scientific, regulatory and financial information.

The objective of New Clear Free Solutions is to:  
Ensure safe, affordable, and sustainable energy solutions for the public and environment.

IF YOU FOCUS ON THE PROBLEM, YOU CAN'T SEE THE SOLUTION. NEVER FOCUS ON THE PROBLEM

Year-Technology Type	Carbon Tax \$/Year \$20/Ton	Revenue From Investments - (O&M+Fuel) \$/Year	Total Investment \$/Year	Dividend
2016 Hydro	\$300,000,000	\$0	\$300,000,000	
2017 Hydro	\$300,000,000	\$28,691,000	\$328,691,000	
2018 Wind	\$300,000,000	\$60,125,911	\$360,125,911	
2019 Wind	\$300,000,000	\$103,258,780	\$403,258,780	
2020 Wind	\$300,000,000	\$151,557,743	\$451,557,743	
2021 Natural Gas	\$300,000,000	\$205,641,552	\$505,641,552	
2022 Solar	\$300,000,000	\$207,440,231	\$507,440,231	
2023 Bio	\$300,000,000	\$234,443,008	\$534,443,008	\$300,000,000
2024 Bio	\$300,000,000	\$232,451,644	\$532,451,644	\$300,000,000
2025 Geothermal	\$300,000,000	\$230,477,134	\$530,477,134	\$200,000,000
2026 Geothermal	\$300,000,000	\$284,071,813	\$584,071,813	\$200,000,000

### Summary



	Stage 1 Renewable Portfolio Standard 14,000,000 MWh/Year By 2040		Stage 2 Renewable Portfolio Standard 45,000,000 MWh/Year By 2060	
	% Generation	Capacity MW	% Generation	Capacity MW
Wind	30%	1,199	45%	5,779
Hydro	25%	999	10%	1,284
Solar	5%	320	15%	3,082
Geothermal	30%	533	20%	1,142
Bio	5%	320	5%	1,027
Natural Gas	5%	1,749	5%	6,235
Storage Tesla Power Wall	NA	400	NA	2,312

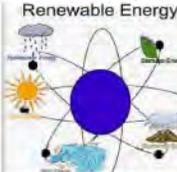
Economy Wide Carbon Tax \$20-30/Ton



Public Investment Through NB Power



Jobs ↑ Social Policy



Green Energy

MWh

Environmental Policy



Reinvestment ROI-O&M-Fuel-Dividend



Fuel Shift Efficiency Adaptation

Uncertainty

Displaced Cost + Increased Sales From Fuel Shift=ROI



Economic Policy

### IRP Financial Details

Year	Stage 1 RPS 2040	Stage 2 RPS 2060
Lifespan	30	30
Annual MWh	14,000,000	45,000,000
Total System Rate (PPA) \$/MWh	\$100.00	\$100.00
Total System Cost @ 0% Interest \$/MWh	\$46.02	\$49.11
Total Revenue \$/Year	\$1,400,000,000	\$4,500,000,000
Total System Capital Investment \$/Lifespan	\$10,519,000,664	\$38,649,325,023
Average Capital Investment \$/Year	\$350,633,422	\$1,288,311,834
Total Fixed O & M \$/Year (Generation)	\$190,299,020	\$655,488,139
Total Fuel \$/Year	\$1,790,000	\$166,272,000
Total Transmission Cost \$/MWh	\$3.69	\$3.69
Transmission Cost \$/Year	\$51,660,000	\$166,050,000
Total O & M \$/Year	\$241,959,020	\$821,938,139
Total Annual Expense \$/Year	\$644,322,442	\$1,276,124,979
Total Net Earnings (Interest) \$/Year	\$755,677,558	\$1,223,875,028.84
Total Net Profit/Interest \$/Lifespan	\$22,670,326,784	\$36,716,170,788
Total Dividend \$/Lifespan	\$4,300,000,000	\$9,074,450,000

## Carbon Tax and Investment Plan Features

- Taxes the Problem and invests in the solutions
- Fully integrated plan for all sectors
- Creates much needed jobs in a multi-decade construction boom
- Compound interest is fueled with savings from displacing fossil fuels and purchased power and increased sales from fuel switching of the industrial heat and steam and automotive sectors to electricity.
- Lowest cost policy option and not dependant on the technology mix (Technology Neutral)
- Freezes electricity rates well into the future and is less than the current business as usual rate increases being proposed by NB Power (lower cost than doing nothing)
- Transition to debt free NB Power (Currently 95% in debt)
- No early retirement for existing power plants (No Premature Job Losses)
- Focuses on displacing fossil fuels not fossil fuel capacity. (Capacity doesn't emit CO<sub>2</sub> and fixed O and M is a small cost) This also addresses what happens when the wind doesn't blow.
- Significant new source of revenue for province. (\$1 to \$2 Billion Per Year for NB)
- Prioritizes Investments over subsidises/incentives
- Focuses on the efficiency gains in the transition of industrial heat and steam and transportation sectors. Reducing electricity usage has little environmental impacts and significant detrimental economic consequences.
- Minimal behavioural changes, focuses on transition from dirty energy to clean energy
- Fuels economic growth during multi decade construction boom
- Guaranteed to work if the policy is adhered too. All variables affect only "when" the objective is achieved not "if" the objective is achieved

## Carbon Tax and Investment Plan

UNBSJ Professor of Economics, Dr. Rob Moir. "The concept of reinvesting in environmentally-friendlier energy production and energy efficiency to create a compound interest effect is founded economic theory. As such this policy should be considered by all provinces and not only New Brunswick."

$$A = P \left(1 + \frac{r}{n}\right)^{nt}$$

Amount

rate of interest

time in years

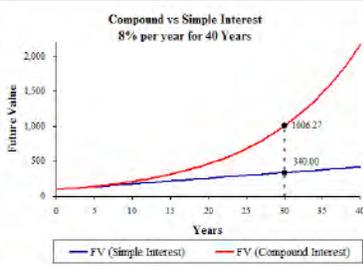
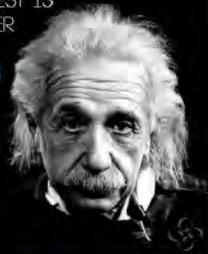
Principal

number of times per year, interest is compounded

NB Power System Planning Engineer Darren Clark: "We reviewed Mr. Rouse's model and functionally I believe the majority of what he is setting out to do, the model is accomplishing."

"COMPOUND INTEREST IS THE EIGHTH WONDER OF THE WORLD. HE WHO UNDERSTANDS IT, EARNS IT ... HE WHO DOESN'T ... PAYS IT."

-ALBERT EINSTEIN



"My wealth has come from a combination of living in America, some lucky genes, and compound interest."

- Warren Buffett

# Modeling Objectives



The general purpose of the modeling is to reasonably demonstrate using today's technology and today's costs and today's rates that New Brunswick can reasonably transition to a low carbon economy by investing the carbon tax into renewable energy and fuel switching technologies such as electrode boilers and electric cars.

## Stage 1 Renewable Portfolio Standard (Green The Grid)

The objective of this renewable portfolio standard (RPS) is to green the current "electricity" consumption to 95% renewable by 2040. 2014-2015 was used as the test year for comparison to the business as usual.

## Stage 2 Renewable Portfolio Standard (Fuel Shift or Electrification)

The objective of this renewable portfolio standard is shift all remaining fossil fuel usage to 95% green "energy" by 2060 at the same or less cost than the fossil fuel equivalent. Stage 2 does not require the completion of stage 1 before commencing. The transition to stage 2 can begin as long as the fuel switch has a net carbon reduction. This is essentially the electrification of our transportation and industrial heat/steam.

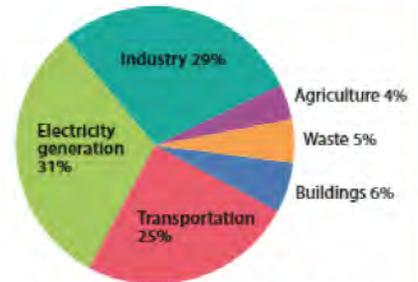
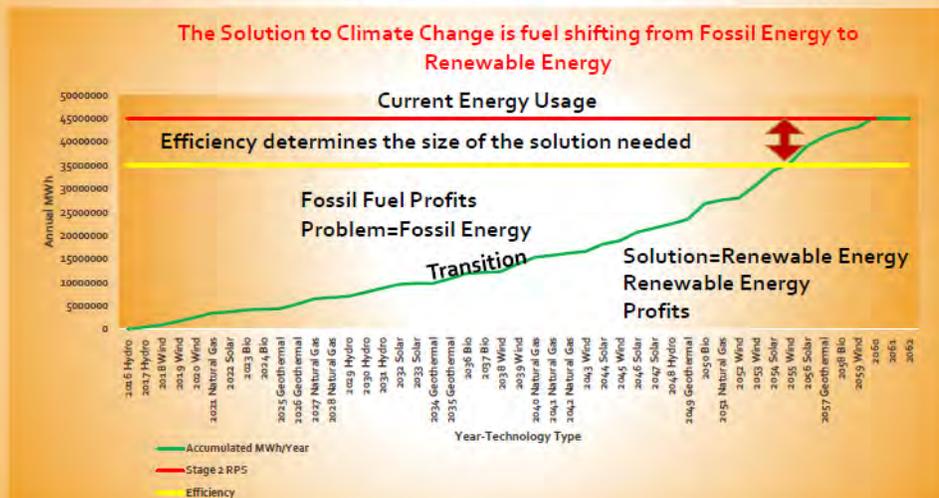


Figure 1: Distribution of GHG emissions in New Brunswick  
Source: Environment Canada

# The Solution = Renewable Energy



# Technical Barriers? NO

## Supply Side

- Hydro
- Wind
- Solar
- Geothermal
- Biofuels
- Smart Grids
- Storage Thermal/Battery
- High Capacity Very Low Capacity Factor FF plants
- Enough Resources

**smart grid**

**POWER SHIFT ATLANTIQUE**  
As energy research evolves - to build a sustainable and efficient

**Specs**

Technology: [Image of a battery cell]

Capacity: [Text]

Energy: [Text]

Power: [Text]

Voltage: [Text]

Current: [Text]

## Demand Side

At Least 30% efficiency Gain in Electric Car and Electrode Boilers

- Electrode Boilers
- Electric Cars
- Electric Trains
- Electric Busses
- Electric Arc Furnace
- Heat Pump

Cost \$5-\$6 to Charge

238 miles range

\$37,495

'16

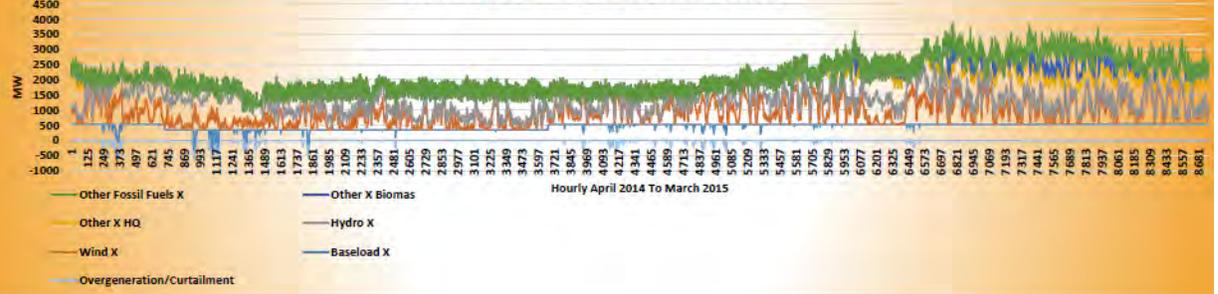
Power cables, Electrode, Stack for gas and low and other material, Drying zone, Slagging zone for molten iron, Iron ore

Technology will only get better with time

Stage 1 RPS Investment Details

In Province Generation	% Generation	Capacity MW	Capacity Factor	Capital Cost \$/MW	Total Capital Cost \$	Total MWh/Year	Fixed O & M \$/kw	Total Fixed O & M \$/Year	Fuel Cost \$/MWh	Total Fuel Cost \$/Year
Wind	30.0%	1,168	0.40	\$1,664,000	\$1,944,372,603	4,094,400	45.98	\$53,727,315	0	\$0
Hydro	25.0%	974	0.40	\$2,411,000	\$2,347,697,489	3,412,000	14.7	\$14,314,041	0	\$0
Solar	0.0%	0	0.25	\$2,480,000	\$0	0	21.33	\$0	0	\$0
Geothermal	30.0%	530	0.88	\$2,687,000	\$1,423,918,864	4,094,400	116.12	\$61,535,340	0	\$0
Bio	5.0%	330	0.24	\$3,765,000	\$1,242,761,783	682,400	108.63	\$35,856,896	35	\$23,884,000
Natural Gas	5.0%	1,604	0.05	\$664,000	\$1,064,792,792	682,400	6.65	\$10,663,964	70	\$47,768,000
Hydro Quebec	5.0%	1,000	NA	NA	NA	682,400	NA	NA	38.9	\$26,545,360
Storage Tesla Power Wall II		800	NA	\$1,600,000	\$1,280,000,000	NA	0	\$0		
Dividends (Energy Efficiency, Conservation, Fuel Switching, Adaptation)					\$4,770,000,000					

Stage 1 RPS Hourly Generation Stacked



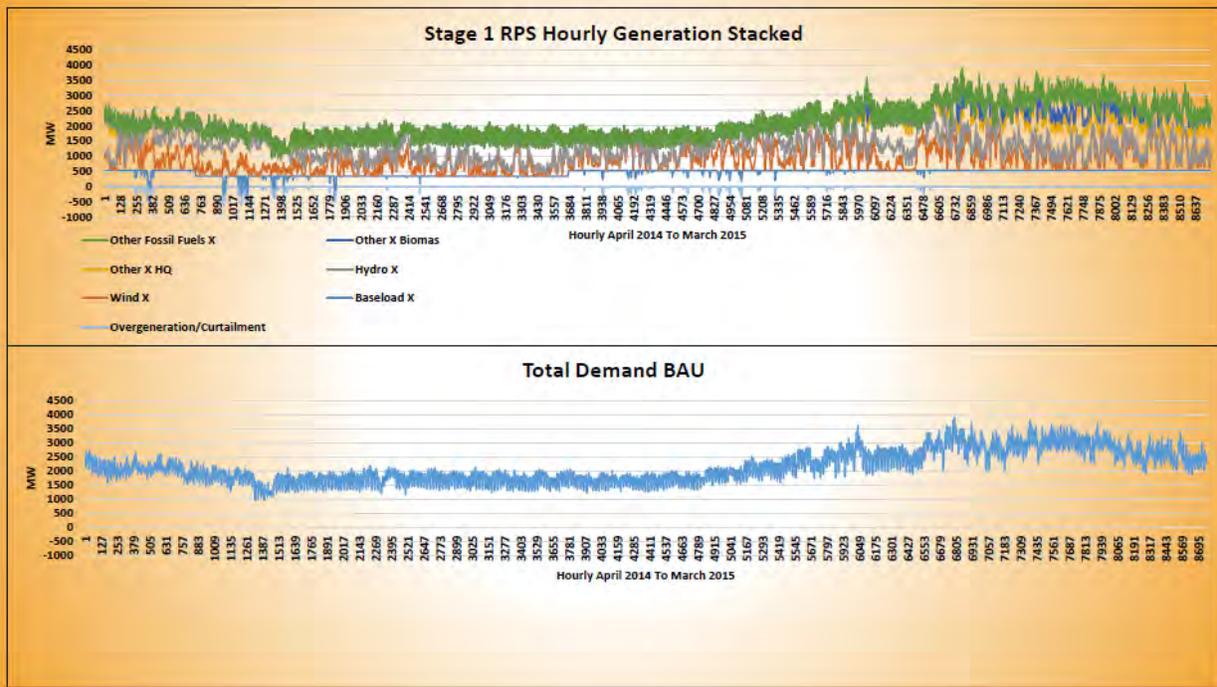
Assumptions	Business As Usual Comparison		
	Year	Stage 1 IRP 2040	2014-15 NB Power Annual Report
Based on US Gov EIA Annual Energy Outlook 2016	Lifespan	30	NA
2014-2015 NB Power Annual Report	Annual MWh in Province	13,648,000	13,648,000
2014-2015 NB Power Annual Report	Annual MWh Export	4,575,000	4,575,000
2014-2015 NB Power Annual Report	Total Generation	18,223,000	18,223,000
Stage 1 RPS Mix No Capacity Value for Wind or Solar	Firm Capacity MW	4,237	NA
2014-2015 NB Power Annual Report	Firm Capacity Requirement MW	4,000	4,000
Does not include interconnects	Total in Province Capacity MW	5,406	NA
Total Annual in Province Revenue Divided by Annual in Province MWh Generation	Total System Rate (PPA) \$/MWh	\$100.67	\$100.67
Total Annual Export Revenue Divided by Annual Export MWh Generation	Export Rate \$/MWh	\$75.63	\$75.63
2014-2015 NB Power Annual Report	Annual Export Revenue	\$346,000,000.00	\$346,000,000.00
2014-2015 NB Power Annual Report	Annual in Province Revenue \$/Year	\$1,374,000,000.00	\$1,374,000,000.00
2014-2015 NB Power Annual Report	Total Revenue \$/Year	\$1,791,000,000	1,791,000,000
Total Revenue/Year * Lifespan	Total Revenue \$/Lifespan	\$53,730,000,000	NA
Calculated Annual Export Cost Divided by Annual MWh Export	Export Total Cost \$/MWh	\$62.30	\$62.30
2014-2015 NB Power Annual Report	Annual Export Cost	\$285,000,000.00	\$285,000,000.00
Difference between revenue and cost	Export Margin	\$61,000,000.00	\$61,000,000.00
Total Annual Expense Divided by Total MWh Production Over Lifespan	Total System Cost \$/MWh	\$77.70	\$91.00
Total Capital Investment Stage 1 RPS	Total System Capital Investment \$/Lifespan	\$9,303,543,531	NA
Straight Line Amortization Over Life of the assets	Depreciation and Amortization Expense \$/Year	\$310,118,118	\$239,000,000
US Gov EIA Annual Energy Outlook 2016 and Energy Mix	Total Fixed O & M \$/Year (Generation)	\$176,097,556	NA
CTIP uses US Gov EIA Annual Energy Outlook 2016 fuel cost and 2014-2015 NB Power Annual Report	Total Fuel and Purchased Power including Exports \$/Year	\$385,197,380	\$326,000,000
Based on Total Fuel Cost/Year * Lifespan	Total Fuel \$/Lifespan	\$11,495,920,800	NA
Approximate cost based on working papers provided by NB Power	Total Transmission/Distribution O&M Cost \$/MWh	\$14.00	NA
Approximate cost based on working papers provided by NB Power	Transmission and Distribution O&M Cost \$/Year	\$191,072,000	NA
Based on Total Fixed O & M (Generation)+Transmission Cost/Year	Total O & M \$/Year	\$367,169,556	\$477,000,000
Based on Total O & M/Year * Lifespan	Total O & M \$/Lifespan	\$11,015,086,676	NA
Based on Total O & M/Year + Total Fuel/Year + Average Capital Investment/Year	Total Annual Expense \$/Year	\$1,060,485,034	NA
Based on Total Annual Expense/Year * Lifespan	Total Expense \$/Lifespan	\$31,814,551,006	NA
It is assumed that all of the debt will eventually be paid off, but may not be until after the transition is complete.	Debt to Equity Ratio	0:100	96:4
Based on 2015 NB Power Annual Report	Financing Cost/Interest	\$0	\$229,000,000
2014-2015 NB Power Annual Report	Taxes	\$37,000,000	\$37,000,000
It is assumed that all of the debt will eventually be paid off, but may not be until after the transition is complete.	Net Debt	\$0	\$4,913,000,000
CTIP does not include inflationary increases, while the NB Power 10 Year Plan does.	Rate Increases	4-5% Once	2% Annually Forever
Based on Total Revenue/Year - Total Annual Expense/Year	Total Net Earnings (Interest) \$/Year	\$693,325,966	\$73,000,000
Based on Total Net Earnings * Lifespan	Total Net Profit/Interest \$/Lifespan	\$20,805,448,994	NA
Based on Integrated Resource Plan.	Total Dividends Paid during IRP	\$4,770,000,000	NA

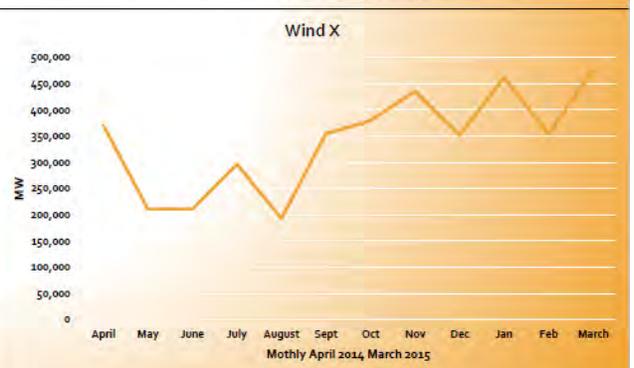
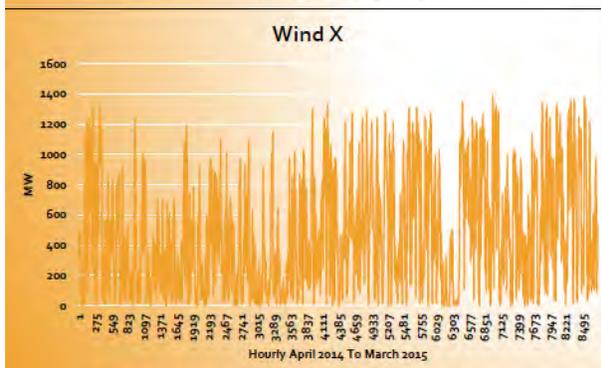
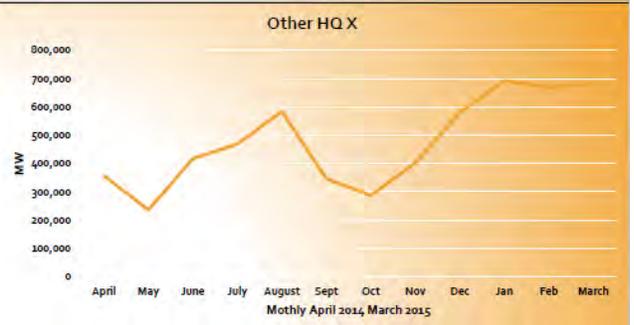
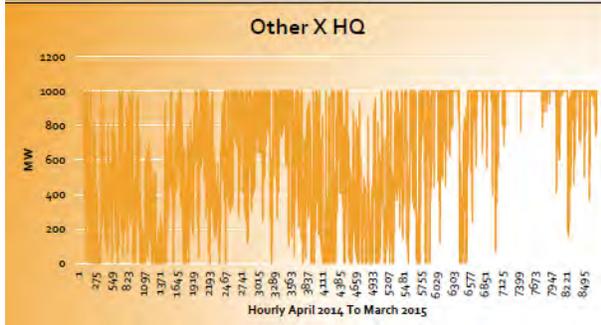
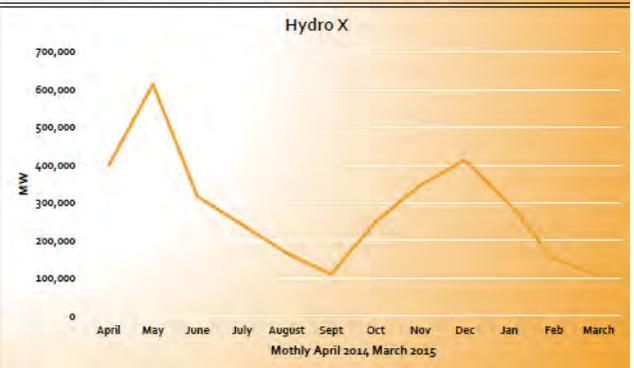
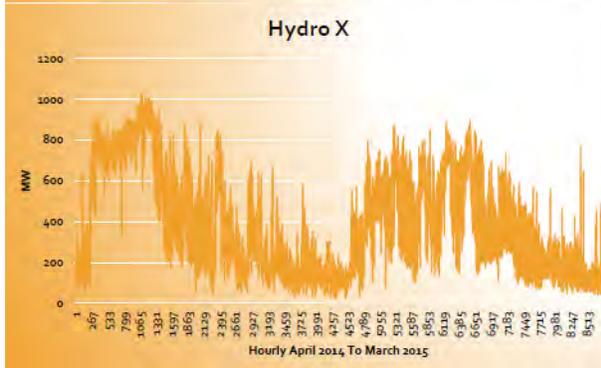
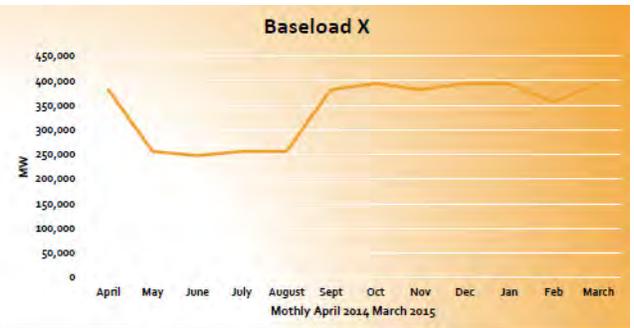
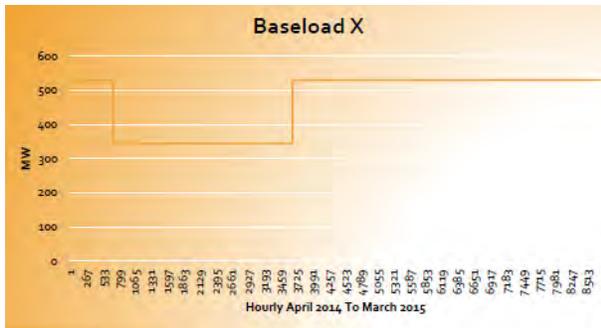
Integrated Resource Plan																	
Year-Technology Type	Accumulated MWh/Year	Carbon Tax \$/Year \$24/Ton	Accumulated Reinvestment \$/Year	Total Investment \$/Year	Dividend/Investment Energy Efficiency/Mitigation	Technology Type Stage 1	Capacity Factor	In Service Capital Cost	Fixed O & M \$/kw	Fuel Cost \$/MWh	Capacity MWh	Total Fixed O & M \$/Year	Total Fuel Cost \$/Year	Generation MWh/Year	Income from Investment	PPA \$/MWh	Income Minus (O & M + Fuel)
2016 Hydro	0	\$370,000,000	\$0	\$370,000,000		Hydro	0.40	\$2,411,000	14.7	0	153	\$2,255,910.41	\$0	537,735	\$26,349,034	49	\$24,093,123
2017 Hydro	537,735	\$370,000,000	\$24,093,123	\$394,093,123		Hydro	0.40	\$2,411,000	14.7	0	163	\$2,402,807.51	\$0	572,751	\$28,064,792	49	\$25,661,984
2018 Wind	1,110,486	\$370,000,000	\$49,755,107	\$569,755,107	\$50,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	222	\$10,217,151.35	\$0	661,626	\$32,429,478	49	\$22,212,327
2019 Wind	1,772,312	\$370,000,000	\$71,967,434	\$891,967,434	\$50,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	236	\$10,830,927.08	\$0	701,584	\$34,377,617	49	\$23,546,690
2020 Wind	2,473,896	\$370,000,000	\$95,514,124	\$1,169,414,124	\$50,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	250	\$11,481,574.18	\$0	743,730	\$36,442,786	49	\$24,961,212
2021 Natural Gas	3,217,627	\$370,000,000	\$120,475,336	\$1,340,475,336	\$150,000,000	Natural Gas	0.04	\$664,000	6.65	70	513	\$3,409,881.00	\$12,577,077	179,673	\$8,803,954	49	-\$7,183,004
2022 Geothermal	3,397,299	\$370,000,000	\$113,292,332	\$1,283,292,332	\$190,000,000	Geothermal	0.90	\$2,687,000	116.12	0	109	\$12,674,769.49	\$0	860,557	\$42,167,295	49	\$29,492,525
2023 Bio	4,257,856	\$370,000,000	\$142,784,857	\$1,420,784,857	\$300,000,000	Bio	0.25	\$3,765,000	108.63	35	57	\$6,139,394.17	-\$4,331,995	123,771	\$6,084,792	49	-\$4,408,596
2024 Wind	4,381,627	\$370,000,000	\$138,378,261	\$1,520,378,261	\$300,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	125	\$5,757,952.18	\$0	372,977	\$18,275,875	49	\$12,517,923
2025 Wind	4,754,605	\$370,000,000	\$150,896,184	\$1,625,896,184	\$303,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	131	\$6,020,953.45	\$0	390,013	\$19,110,645	49	\$13,089,694
2026 Geothermal	5,144,616	\$370,000,000	\$163,985,878	\$1,634,985,878	\$200,000,000	Geothermal	0.90	\$2,687,000	116.12	0	124	\$14,433,360.70	\$0	979,957	\$48,017,897	49	\$33,584,536
2027 Bio	6,124,575	\$370,000,000	\$197,570,414	\$1,567,570,414	\$0	Bio	0.25	\$3,765,000	108.63	38.9	151	\$16,375,876.26	-\$12,842,468	330,141	\$16,176,887	49	-\$13,041,457
2028 Wind	6,454,715	\$370,000,000	\$184,528,958	\$1,639,528,958	\$200,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	213	\$9,796,419.16	\$0	634,573	\$31,094,065	49	\$21,297,645
2029 Hydro	7,089,288	\$370,000,000	\$205,826,603	\$1,585,826,603	\$69,000,000	Hydro	0.40	\$2,411,000	14.7	0	210	\$3,090,149.76	\$0	736,591	\$36,092,949	49	\$33,002,799
2030 Hydro	7,625,879	\$370,000,000	\$238,829,403	\$1,587,829,403	\$69,000,000	Hydro	0.40	\$2,411,000	14.7	0	224	\$3,291,369.65	\$0	784,555	\$38,443,197	49	\$35,151,828
2031 Hydro	8,610,434	\$370,000,000	\$273,981,230	\$1,574,981,230	\$69,000,000	Hydro	0.40	\$2,411,000	14.7	0	238	\$3,505,692.28	\$0	835,643	\$40,946,486	49	\$37,440,794
2032 Natural Gas	9,446,077	\$370,000,000	\$311,422,024	\$1,581,422,024	\$300,000,000	Natural Gas	0.04	\$664,000	6.65	70	574	\$3,819,964.55	\$14,089,638	201,281	\$9,862,746	49	-\$8,046,856
2033 Geothermal	9,647,357	\$370,000,000	\$303,375,168	\$1,573,375,168	\$600,000,000	Geothermal	0.90	\$2,687,000	116.12	0	27	\$3,170,943.26	\$0	215,292	\$10,549,312	49	\$7,378,369
2034 Natural Gas	9,962,648	\$370,000,000	\$310,753,537	\$1,881,753,537	\$500,000,000	Natural Gas	0.04	\$664,000	6.65	70	272	\$1,810,257.56	-\$6,876,992	95,366	\$4,673,894	49	-\$3,813,355
2035 Geothermal	9,958,035	\$370,000,000	\$306,940,182	\$1,576,940,182	\$650,000,000	Geothermal	0.90	\$2,687,000	116.12	0	10	\$1,164,232.94	\$0	79,046	\$3,873,250	49	\$2,709,017
2036 Bio	10,037,081	\$370,000,000	\$309,649,199	\$1,579,649,199	\$600,000,000	Bio	0.25	\$3,765,000	108.63	35	21	\$2,298,085.66	-\$1,621,543	46,330	\$2,270,161	49	-\$1,649,468
2037 Bio	10,083,411	\$370,000,000	\$307,999,731	\$1,577,999,731	\$450,000,000	Bio	0.25	\$3,765,000	108.63	35	61	\$6,578,382.67	-\$4,641,748	132,621	\$6,498,447	49	-\$4,721,684
2038 Geothermal	10,216,032	\$370,000,000	\$303,278,047	\$1,576,278,047	\$50,000,000	Geothermal	0.90	\$2,687,000	116.12	0	232	\$26,935,261.19	\$0	1,828,777	\$89,610,079	49	\$62,674,818
2039 Wind	12,044,809	\$370,000,000	\$365,952,865	\$1,642,952,865	\$300,000,000	Wind	0.34	\$1,664,000	45.98	0	262	\$12,046,341.78	\$0	780,314	\$38,235,372	49	\$26,189,030

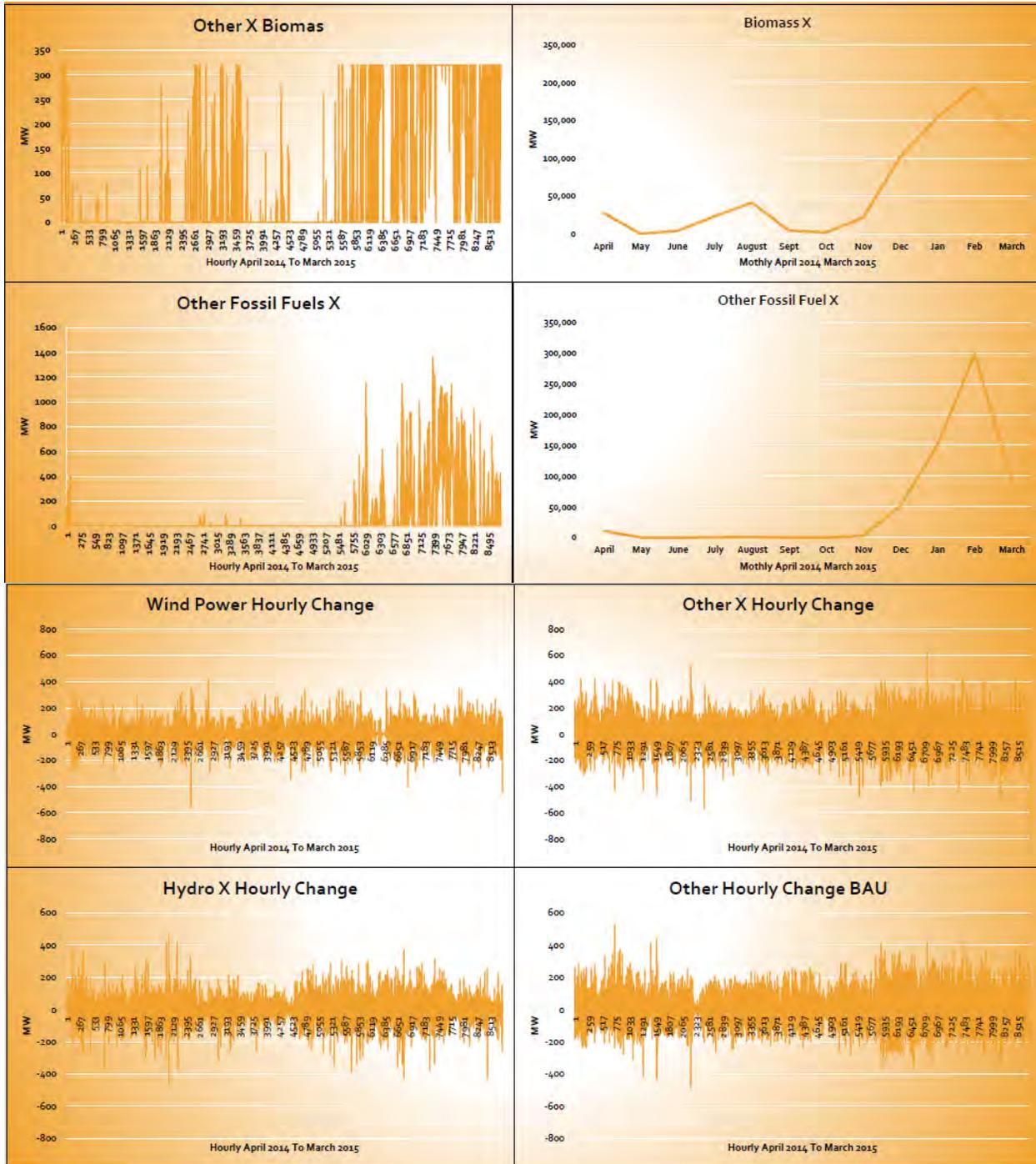
## Sensitivity Analysis

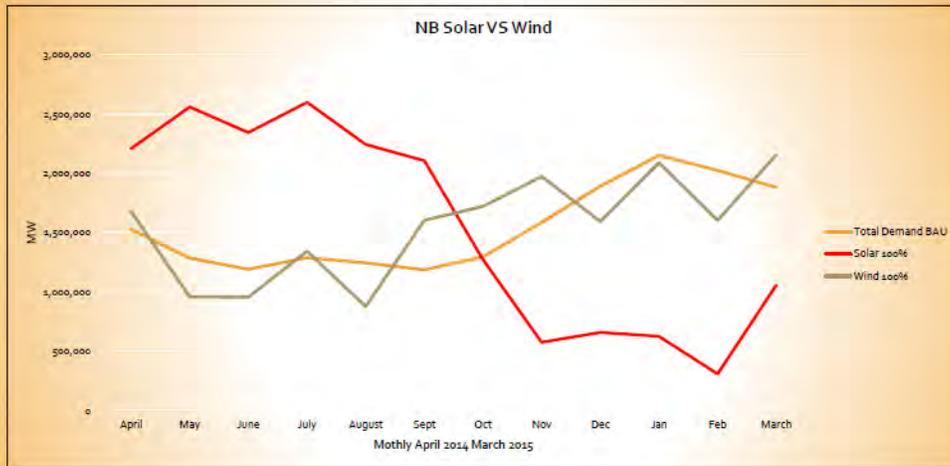
Sensitivity Case	Base Case Net Earnings	Business As Usual Net Earnings	Plus 10%-Net Earnings	Minus 10%-Net Earning	Plus 10% Difference From Base Case	Minus 10% Difference From Base Case
Capitl Cost	\$693,514,966	\$73,000,000	\$662,503,155	\$724,526,778	-\$31,011,812	\$31,011,812
Wind Capacity Factor	\$693,514,966	\$73,000,000	\$704,291,306	\$680,343,885	\$10,776,340	-\$13,171,082
Fixed O and M	\$693,514,966	\$73,000,000	\$675,905,211	\$711,124,722	-\$17,609,756	\$17,609,756
Fuel Cost	\$693,514,966	\$73,000,000	\$683,695,230	\$703,334,702	-\$9,819,736	\$9,819,736
Lifespan	\$693,514,966	\$73,000,000	\$721,707,523	\$659,057,398	\$28,192,556	-\$34,457,569
Demand	\$693,514,966	\$73,000,000	\$762,208,949	\$624,781,097	\$68,693,982	-\$68,733,869
Rates	\$693,514,966	\$73,000,000	\$830,894,486	\$556,023,766	\$137,379,520	-\$137,491,200
Best/Worst Case Scenario	\$693,514,966	\$73,000,000	\$514,259,696	\$863,011,068	-\$179,255,271	\$169,496,101

Demand and Rates have the largest effects on the plan. Reducing Demand has significant impacts on the financial health of NB Power and generally lower demand = increase in rates. We strongly disagree with the reduce part of the RASD program at this current time.









The above graph uses actual monthly Wind and Solar profiles scaled up to be 100% of our current usage. Please note that wind power closely matches our current energy usage while solar is opposite. It is much easier to integrated resources who's profiles closely match our usage. Hot climates generally will use more solar while colder northern climates more wind.

Hon. Donald Arseneault  
Minister of Energy and Mines  
PO Box 6000  
Fredericton, NB, E3B 5H1  
tyler.campbell@gnb.ca

Dear Minister and subsequent ministers of the Province of New Brunswick:

We are a group of 12 New Brunswick citizens randomly selected as part of a research project at the University of New Brunswick. The group deliberated over the weekend of October 3 and 4, 2015, to develop a 25-year electrical energy vision for the province.

We believe that there is a strong and immediate need for action on climate change and effort is needed toward the reduction of greenhouse gas emissions. Specifically, we are interested in the integration of renewable systems such as hydro, solar, wind, tidal, and biomass, while minimizing the use of non-renewable resources.

We respectfully present the following recommendations to maintain an affordable and renewable energy system, progressively built into the retirement of current assets over time.

- All major policy decisions regarding the future of the electricity systems should be open and transparent.
- Partnering and sharing assets with the Atlantic region (including options south of the border) will improve efficiency and reliability of the system.
- Grid reliability can be improved by including small sustainable systems to provide more flexibility.

The consensus of the committee is to establish pilot projects to implement these system changes, by setting up studies in the municipalities, including solar, wind, home-based energy systems, and consideration for electric cars (for example, the Halifax Solar City and Property Assessment Clean Energy program). We believe the benefits of this program will include employment, high skilled jobs, local training and will keep our youth in the province.

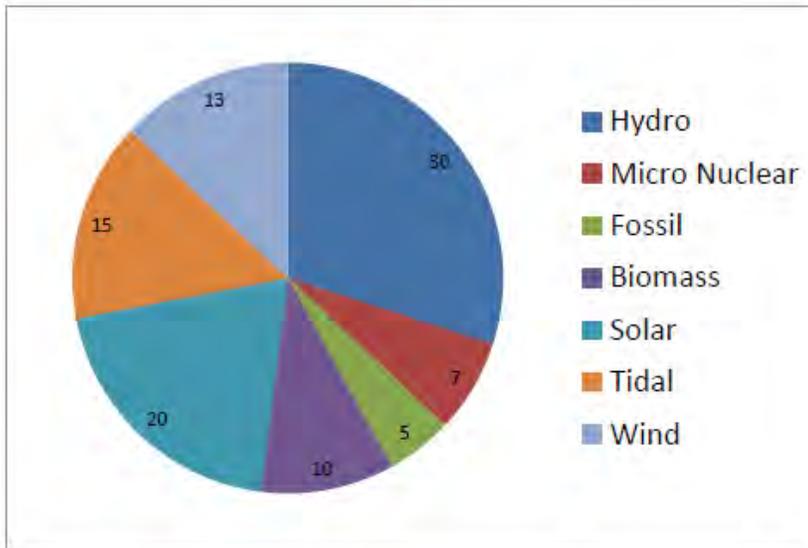
The size of the system will ultimately be affected by greater efficiency in the current system and electrification to support non-fossil fuel based transportation technologies. We also recognize there will be great gains made by energy saving technologies including reducing and shifting demand.

We have taken into consideration concerns for sustainability, climate change, cost effectiveness, and we are sensitive to the continuity and the reliability of the current electrical infrastructure in the Province of New Brunswick.

Sincerely,

The Deliberating Members of the New Brunswick Electrical Energy Futures Jury

cc: Gaeton Thomas, President and CEO, NB Power, gathomas@nbpower.com



*Pie chart representing the consensus of the deliberating Members of the New Brunswick Electrical Energy Futures Jury on the 2040 fuel mix. The group began with a figure containing equal sized pie wedges for each of the seven categories of electrical energy generation and then negotiated this final graphic through a consensus process.*





May 16, 2017

Mr. Gaëtan Thomas  
CEO, NB Power  
515 King Street  
Fredericton, NB  
E3B 4X1

Re: Comments on 2017 Integrated Resource Plan

Dear Mr. Thomas:

Thank you for the opportunity to provide input on NB Power's 2017 Integrated Resource Plan (IRP). The Conservation Council believes New Brunswick, and NB Power, have an important opportunity to create a clean electricity system in line with national and international climate change commitments, that improves the health and well-being of ratepayers, and that creates long-term sustainable jobs in our province. We believe we can achieve these objectives while maintaining reliability and managing rate impacts. Before summarizing the menu of options to consider, let's set the table by summarizing the context within which IRP planning is taking place.

Since the 2014 IRP, significant changes have occurred in the policy landscape with the 2016 national Pan-Canadian Framework resulting from the 2015 United Nations Paris Agreement being one of the most significant. NB Power must now explicitly plan for an electricity system operating under a nationally coordinated carbon price, as well as regulations aimed at significantly reducing greenhouse gas emissions intensity of coal-fired power plants. While questions remain with respect to how carbon pricing and coal-fired power plant regulations will be fully implemented, we know enough now to say that NB Power and the Province of New Brunswick should plan for a fossil-fuel free electricity system by 2030.

We also know from the response of New Brunswickers to the proposed sale of NB Power to Hydro Québec that ratepayers/citizens want their electricity produced in New Brunswick by New Brunswickers for New Brunswickers. Ratepayers/citizens also want reasonable power rates and electricity that is reliable. We know clearly from the 2017 ice storm on the Acadian Peninsula, as well as post-tropical storm Arthur, that reliability is not a certainty

180 rue St. John Street Fredericton, N.B. Canada E3B 4A9  
Tel: 506.458.8747 Fax: 506.458.1047 Email: info@conservationcouncil.ca



UN Global 500 Roll of Honour Laureate  
Lauréat du Club global 500 de l'ONU

with increasing exposure to extreme events and that power outages of a week or more is dangerous to public health.

NB Power argues that it is changing its culture to adapt to changing electricity market conditions, including the transition to significantly more electricity generated from smaller-scale, distributed renewable energy. Its commitment to Smart Grid technologies and to reduce and shift demand initiatives are positioned as evidence of cultural change within NB Power and an openness to developing a new business model. The Conservation Council is concerned that NB Power is not adapting quickly enough to changing conditions. We recommend an offensive, rather than defensive IRP, setting a clear direction toward a fossil-free electricity system by 2030.

Such a commitment would, for example, direct attention away from weakening proposed implementation of federal regulations affecting Belledune, and instead, would focus on transitioning the plant off coal by 2030 and the region toward a renewable, distributed and resilient electricity system in the Acadian Peninsula. Such an approach could ensure a just transition for Belledune workers, create jobs in Northern NB, and allow for federal-provincial partnerships that position our province, in the longer-term, to provide power in NB, for NB, produced by New Brunswickers.

We recommend that the IRP, should be positioned as an electrification strategy for the province, and include commitments to:

1. An economy-wide investment in energy efficiency through building retrofits in social housing, the residential, commercial/institutional/government (including municipal), and industrial sectors; and equipment and appliances. The goal would be to **advance NB Power's Reduce and Shift Demand objective of 609 MW by 2038 to between 2020 and 2025<sup>1</sup>**.
2. **Accelerate investments in the Smart Grid** (the Energy Internet) to give the electricity system the capacity it needs to significantly increase the supply of renewable energy (aiming for 100% renewable). The Smart Grid is central to managing a more distributed energy system, as well as providing load balancing services to Nova Scotia, PEI and New England. The electrification strategy, or roadmap, can build on work completed under the Atlantic Energy Gateway Initiative and take advantage of new federal support aimed at identifying opportunities for regional electricity cooperation<sup>2</sup>. Our electrification roadmap needs to be regionally focused, particularly because Nova Scotia will also need to reduce and then phase out the use of coal, and include a regional and long-term system investment plan (i.e. modernizing and

---

<sup>1</sup> [https://www.nbpower.com/media/102794/irp\\_july2014\\_english.pdf](https://www.nbpower.com/media/102794/irp_july2014_english.pdf), p.128

<sup>2</sup> <http://www.acoa-apeca.gc.ca/eng/publications/ResearchStudies/Pages/Home.aspx#aeg>; Federal budget 2016 provided \$5 million over two years to engage provinces and utilities in assessing regional electricity cooperation opportunities

integrating regional transmission networks, as well as regional targets for renewable energy to replace the loss of coal-fired generation. Acceleration of Smart Grid investments could advance installation of additional renewable energy technologies along with installation of next generation meters, hot water heaters and storage devices using telecommunications systems to manage a distributed load (including micro-grids; beyond what is already currently funded).

3. Expand regional investment in renewable energy, including accelerated solar rooftop targets. **A stretch target for New Brunswick could be 200,000 kilowatts (kW) of cumulative installed commercial and residential solar power by 2025** (100,000 kW each for residential and commercial, grid connected and off-grid), with NB Power working with suppliers to develop home equity loan and/or leasing programs, and power purchase agreements aimed at lowering payback periods from the current 13 to 15 years to between 5 and 10 years.<sup>3</sup>
4. Accelerated scale-up of electricity transportation infrastructure and incentives to increase the sale of electric plug-in and low-emission hybrid vehicles. Québec has a legislated target of putting 100,000 electric vehicles on the road by 2020: that's about 1.2% of the total fleet of over 8 million vehicles registered or about 16% of new car sales in 2020.<sup>4</sup> A similar scheme for New Brunswick would **set a goal of 10,000 electric vehicles on the road by 2020, with the number of electric car sales increasing each year so that by 2030 there would be 140,000 to 150,000 electric vehicles on the road.**<sup>5</sup> A fossil-fuel vehicle driven 20,000 kilometres a year generates about 5 tons of greenhouse gases. A rough estimate of the emissions reduction potential is at least 500,000 tonnes.<sup>6</sup>
5. Community economic development and worker transition investments to maximize job creation from energy efficiency and renewable electricity investments.

Electricity-related investments would be complemented by a provincial investment plan. To see the Conservation Council's full climate action plan, go to: <http://www.conservationcouncil.ca/our-programs/climate-and-energy/>.

---

<sup>3</sup> <https://www.nbpower.com/media/169863/dsm-plan-2016-18.pdf>; represents stretch target for achievable potential

<sup>4</sup> <http://www.statecan.gc.ca/table-tableaux/sum-som/101/cst01/econ58a-eng.htm>; assuming at 50,000 new car sales a month = 600,000 a year so 100,000 electric vehicles in 2020 would be equivalent to at least 16% of all new sales

<sup>5</sup> Assuming at 5,000 new car sales a month or 60,000 a year that 16% would be 9600 vehicles so rounding to 10,000

<sup>6</sup> Assuming 2017: 1k, 2018: 2k, 2019: 3k, 2020: 4k (cumulative = 10k), 2021: 6k, 2022-2030: 8k rising to 20k/year for a total of 140,000 to 150,000 electric vehicles on the road and declining greenhouse gas reductions from fleet fuel economy standards.

We also strongly encourage NB Power to more actively consider risks from climate change impacts in its IRP. Our infrastructure and our capacity to respond to these events has not kept pace with the changes in our climate. Individual extreme events need to be understood in the context of a rapidly changing climate. Scientists working on climate change adaptation increasingly urge a move from short-term emergency response to extreme events. Instead, we are being encouraged to move toward long-term risk reduction and preparedness. This change in focus opens the door to considering and planning for the long-term resiliency of New Brunswick communities and families. Solutions with the longer-term lens in focus encourage us to integrate climate change mitigation and climate change adaptation approaches.

The recent ice storm provides an opportunity think about how we can integrate mitigation and adaptation to climate change into electricity planning. We can develop a regional energy plan for the Acadian Peninsula that brings low to non-emitting sources (from wind, solar, hydro, biomass, if sustainably produced) of electricity and Smart Grid/micro-grid infrastructure into the system that also improves resiliency to extreme events. Priority for installation of new energy resilient technologies could be First Responder buildings like fire halls, city halls, and community centres used as warming centres. The shift to energy resiliency would also involve job-creating retrofits of homes in the region (and throughout the province) to improve energy efficiency and to install renewable energy and other modern technologies. A system-based assessment of options would ensure a sustainable energy system for, in the case of this example, the North that situates solutions within our climate change mitigation, as well as adaptation objectives.

The Conservation Council urges NB Power to advance an electrification strategy in its 2017 IRP that would form the basis of federal-provincial negotiations on how carbon pricing revenue and infrastructure dollars could be allocated within the electricity sector. A progressive and forward-looking IRP has the potential to satisfy the requirements for a reliable, cost-effective and sustainable electricity system based on a new model of delivery and financial operations.

We look forward to collaborating with you to make this vision a reality.

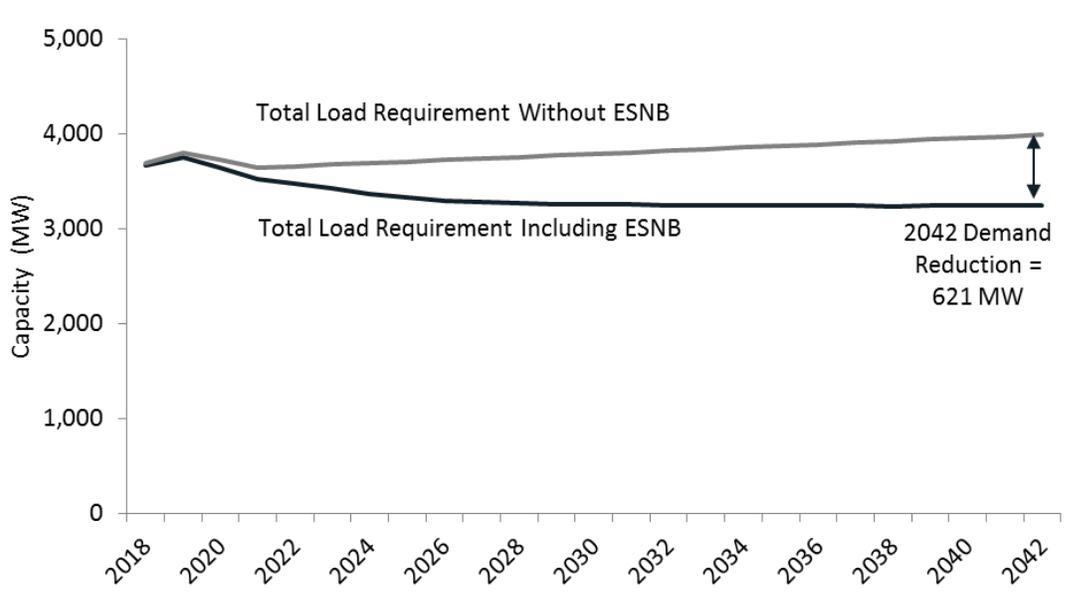
Sincerely,



Lois Corbett  
Executive Director

## Annexe 2 : Liste des hypothèses sous-jacentes au PIR

- **Inflation générale**
  - Au taux présumé de 2,0 pour cent par an pour toute la durée de la période ciblée.
- **Croissance de la charge**
  - Déterminée selon les plus récentes prévisions de charge d'Énergie NB pour les dix prochaines années.
  - De nouvelles prévisions d'Éconergie NB ont été établies à partir de l'analyse du PIR.
  - Une marge de réserve obligatoire de 20 pour cent ou suffisant à faire face au pire impondérable a été appliquée aux fins de planification.



- **Répercussions d'Éconergie NB**
  - Des options de programmes d'Éconergie NB ont été cernées, avec l'aide de Dunsy Expertise en énergie.
  - Des projets de modernisation du réseau sont prévus afin de permettre plus de 200 MW pour des programmes de réduction de la demande.
  - Dunsy Expertise en énergie a fourni deux scénarios pour l'efficacité énergétique. Un scénario d'efficacité énergétique élevée sera examiné dans l'analyse de sensibilité.
  - Les coûts associés au capital et à l'EEA ont été actualisés à la lumière du plan triennal d'efficacité et des budgets d'Éconergie NB.
- **Combustible et achats d'énergie**
  - Les prévisions concernant les prix à court terme du combustible et du marché reposent sur les projections d'Énergie NB incluses au budget 2017-2018.

- Les projections à long terme au regard de ces mêmes prix se fondent sur les prévisions et analyses fournies par Energy Ventures Analysis Inc. (EVA), un consultant externe spécialisé dans le domaine.
  - Les taux de change en devises étrangères ont été établis, à court terme (trois ans), à partir de la courbe anticipatrice des taux de change de la Banque du Canada. À long terme, les taux de change des devises étrangères sont établis en fonction des anciens taux à long terme prévus par le Conference Board du Canada.
  - La production d'énergie de toutes les tranches de production est déterminée par répartition économique, de manière à satisfaire la demande à l'intérieur de la province.
  - Des achats par interconnexion à court terme sont envisagés lorsque le tarif de répartition des tranches excède les prix prévus du marché.
- **Nouvelles options d'approvisionnement**
    - De nouvelles options d'approvisionnement ont été mises de l'avant en novembre 2016 par Hatch Engineering, qui a aussi procédé à l'actualisation des coûts.
    - Parmi les options d'approvisionnement figuraient des options traditionnelles et d'autres à caractère renouvelable.
    - Une analyse de recevabilité a été effectuée selon la méthodologie du coût moyen actualisé, en vue d'en déterminer le rapport coût-efficacité et la faisabilité.
- **Programmes de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE) et de production intégrée**
    - 80 MW de l'énergie renouvelable du programme PLERPE sont prévus être sur le réseau par 2020/2021.
    - 13 MW supplémentaires de production intégrée renouvelable sont prévus être sur le réseau par 2020/2021.
- **Fin de vie des centrales existantes et expiration des ententes d'achat d'énergie**
    - L'exploitation de la centrale de Belledune est prévue jusqu'au mois de mars 2040, ce qui comprend des coûts additionnels associés à la prolongation de la durée de vie.
    - L'exploitation de la centrale de Coleson Cove est prévue jusqu'au mois d'avril 2040, ce qui comprend des coûts additionnels associés à la prolongation de la durée de vie
    - En ce qui concerne la fin de vie utile des actifs de production restants, les prévisions sont les suivantes :
      - Millbank et Sainte-Rose — novembre 2030 (possibilité de prolonger de 25 ans la durée de vie des centrales, conformément au document de discussion préparé en mars 2013 par l'Ingénierie de production)
      - Point Lepreau — décembre 2039
        - La capacité et l'énergie devraient être remplacées en nature pour maintenir l'objectif de 75 pour cent de sources sans émissions et pour la sécurité de l'approvisionnement.
      - La durée de vie de la centrale de Mactaquac sera prolongée. Pendant la période de janvier 2027 à décembre 2032, seulement cinq unités sur six seront disponibles, réduisant ainsi la capacité disponible et entraînant une basse légèrè

de la production annuelle. Des travaux supplémentaires d'ingénierie sont en cours et le calendrier sera finalisé lorsque les études approchent la fin.

- D'autres installations hydroélectriques existantes devraient être remplacées en nature.
- L'entente d'achat d'énergie (EAE) devrait prendre fin en mars 2026.
- L'EAE avec Grandview devrait prendre fin en novembre 2024.
- Les ententes d'achat d'énergie renouvelable pour les installations de grands clients industriels devraient durer pendant la période de prévision.
- Les ententes d'achat d'énergie renouvelable ont été reconduites pour une période supplémentaire à prix réduit.

### Sommaire des fermetures

Novembre 2024	Grandview (95 MW)	Fermeture à la fin de l'EAE
Septembre 2025	Grand Manan (26 MW)	Fermeture
Mars 2027	Bayside (277 MW)	Fermeture à la fin de l'EAE
Janvier 2027 à décembre 2033	Mactaquac (672 MW)	Prolongement jusqu'à 2068
Novembre 2030	Millbank et Sainte-Rose (496 MW)	Option de prolongation de 25 ans
Novembre 2039	Lepreau (660 MW)	Capacité et énergie remplacées en nature
Avril 2040	Coleson (972 MW)	Fermeture
Mars 2040	Belledune (467 MW)	Fermeture

- **Réglementation sur les gaz à effet de serre et frais connexes**
  - Les normes de rendement proposées à l'échelle fédérale ont été appliquées à toutes les nouvelles centrales au charbon et centrales existantes remises en état.
  - Les centrales au charbon existantes devraient être exploitées sans pénalité jusqu'à la fin de leur durée de vie utile.
    - Cela comprend l'arrêt de l'utilisation du coke de pétrole à Coleson 3 en juin 2029.
  - La législation fédérale de la tarification de la pollution par le carbone est comprise dans l'analyse des sensibilités.
  
- **Grandes dépenses en immobilisations**
  - L'expansion de la centrale de Grand-Sault n'est pas nécessaire à la satisfaction des exigences de la NPR. Les coûts en service sont estimés à environ 450 millions de dollars (en dollars de 2017). Ce projet sera sélectionné s'il s'avère constituer un choix économique en matière d'approvisionnement.
  - Les coûts de service liés à l'atteinte de durée de vie utile de Mactaquac devraient être environ 1,8 million de dollars (en dollars de 2017).
  - Les coûts d'immobilisations majeurs pour prolonger les vies des centrales de Belledune et de Coleson Coves sont respectivement passés à 66 et 63 millions de dollars (en dollars de 2017). Ces chiffres reposent sur des devis d'ingénierie très préliminaires. Une étude d'optimisation des actifs sera réalisée en vue de les actualiser.

- Les estimations d'immobilisations et d'exploitation et entretien pour de nouvelles options d'approvisionnement produisant de l'énergie proviennent de Hatch Engineering.
  - L'indice des prix pour de nouvelles options d'approvisionnement hydroélectrique est évalué à 3,2 pour cent par année.
  - L'indice des prix pour la construction de nouvelles options est évalué à 3,6 pour cent par année.
- **Ventes à l'exportation**
    - La participation de MECL au projet de Point Lepreau demeurera, à en juger par les coûts prévus pour l'avenir, source de revenus jusqu'à la fin de vie de la centrale.
    - L'autre charge d'exportation actuellement détenue pour MECL et le Maine a été présumée maintenue.
    - D'autres exportations éventuelles ont été 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 de la centrale.
- **Coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration**
    - Les coûts à long terme croissent au rythme de l'inflation générale, soit 2 pour cent par année.
    - Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration de Point Lepreau ont été modélisés en fonction des arrêts bisannuels.
    - Les coûts d'exploitation des nouvelles centrales (turbines à combustion et installations au gaz naturel) ont été fournis par Hatch Engineering et comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les coûts des immobilisations. Des montants pour les réinvestissements continus dans les immobilisations ont aussi été inclus dans les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.
- **Amortissement**
    - Les coûts associés aux centrales de Belledune et de Coleson Cove sont amortis sur leur durée de vie comptable actuelle et les dépenses supplémentaires nécessaires à la prolongation de la vie utile des centrales ont été recouvrées au cours de la période de prolongation.
    - Les coûts des centrales futures ont été amortis sur différentes périodes de temps :
      - Parcs éoliens et centrales de gaz naturel : 25 ans
      - Centrales thermiques et nucléaires : 30 ans
      - Centrales hydroélectriques : 50 ans
- **Comptes de report**
    - Les montants associés au report réglementaire de la centrale de Point Lepreau sont recouverts au cours de la vie utile de la centrale.

- **Hypothèses relatives au financement**

- Un financement public est présumé pour toutes les options d'approvisionnement actuelles et nouvelles options d'approvisionnement.
- Le taux de financement à long terme a été fixé, hypothétiquement, à 5,9 pour cent — soit 5,25 pour cent pour les frais de service de la dette, plus la commission de garantie de 0,65 pour cent du gouvernement —, ce qui s'est traduit par un coût moyen pondéré du capital équivalent de 5,9 pour cent.
- Un taux de gains de 5 pour cent a été présumé pour les fonds en fiducie et le fonds d'amortissement détenu.
- Toutes les analyses de VAN ont été effectuées en supposant un taux d'actualisation équivalent au coût moyen pondéré du capital de 5,9 pour cent.
- Les taux d'actualisation pour le déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié étaient prévus être entre 4 à 5 pour cent.

- **Hypothèses relatives à la tarification**

- Il est supposé que l'objectif du ratio d'endettement de 80:20 serait atteint conformément à la Loi sur l'électricité, avec des augmentations de tarifs annuelles de 0-2 %.

### Annexe 3 : Prévisions relatives aux prix du combustible et du marché

	Mazout lourd	Mazout léger	Natural Gas Strip	Coal Blend	Coal	Pet-Coke	Nuclear	Mass Hub
	\$ CA Nom/ MMBtu	\$ CA/ MWh						
2018	10,50	17,85	9,71	3,78	4,01	3,35	0,513	55,63
2019	10,37	17,66	9,23	3,94	4,05	3,74	0,447	51,29
2020	9,99	17,10	9,38	3,96	4,09	3,73	0,45	51,13
2021	9,75	16,75	10,44	3,97	4,11	3,71	0,455	51,01
2022	10,12	17,38	10,72	3,91	4,04	3,65	0,486	53,83
2023	10,25	17,61	10,67	3,85	3,99	3,6	0,522	56,51
2024	10,27	17,64	10,65	3,78	3,91	3,53	0,557	59,00
2025	10,29	17,67	10,59	3,73	3,86	3,48	0,606	61,28
2026	10,53	18,09	10,82	3,77	3,9	3,52	0,664	62,50
2027	10,75	18,47	11,06	3,81	3,94	3,56	0,711	65,01
2028	10,99	18,88	11,32	3,86	3,99	3,6	0,74	65,62
2029	11,25	19,32	11,59	3,90	4,04	3,65	0,759	67,29
2030	11,52	19,79	11,88	3,96	4,1	3,7	0,781	68,79
2031	11,82	20,31	12,18	4,02	4,16	3,76	0,809	70,33
2032	12,08	20,75	12,50	4,08	4,22	3,81	0,839	72,36
2033	12,36	21,24	12,86	4,14	4,28	3,87	0,869	74,57
2034	12,66	21,74	13,20	4,20	4,35	3,93	0,901	76,37
2035	12,96	22,25	13,61	4,27	4,42	3,99	0,933	78,75
2036	13,26	22,77	14,03	4,33	4,48	4,05	0,968	81,87
2037	13,56	23,30	14,46	4,40	4,55	4,11	1,003	81,97
2038	13,87	23,83	14,92	4,47	4,62	4,17	1,04	84,98
2039	14,17	24,34	15,44	4,54	4,7	4,24	1,078	87,26
2040	14,46	24,83	15,94	4,61	4,77	4,31	1,117	91,67
2041	14,79	25,40	16,42	4,68	4,84	4,37	1,159	94,09
2042	15,13	25,99	16,91	4,75	4,92	4,44	1,201	96,57

## Annexe 4: Options d'approvisionnement

### 1. OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT TRADITIONNELLES

#### 1.1. Nucléaire

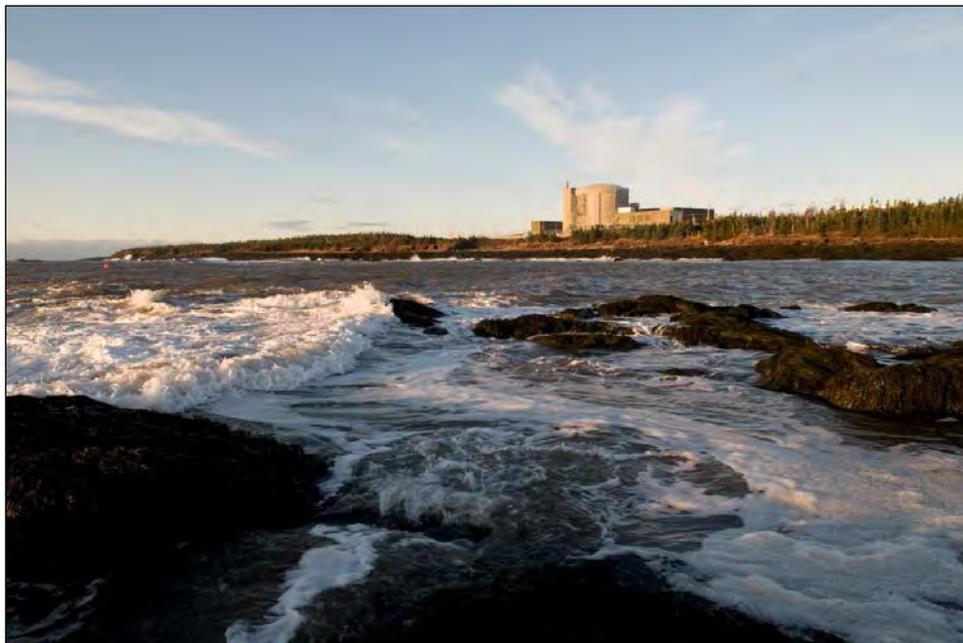
##### **Comment génère-t-on de l'électricité à partir de combustible nucléaire ?**

*On produit l'électricité à partir de réactions nucléaires contrôlées ; la chaleur ainsi produite transforme l'eau en vapeur sous pression, qui sert ensuite à produire de l'électricité. Selon la World Nuclear Association, environ 17 pour cent de l'électricité produite au Canada en 2015 provenait du nucléaire.*

Énergie NB est propriétaire et exploitant de la centrale nucléaire de Point Lepreau. La centrale est constituée d'un réacteur Candu 6 construit entre 1975 et 1983 à un coût d'environ 1,4 milliard de dollars (en dollars de 1983). De par sa conception, le réacteur avait une capacité nette initiale de 635 MW. Au départ, les plans de l'installation, conçus par Énergie atomique du Canada limitée (EAACL), prévoyaient une centrale à deux réacteurs.

En 2008, après environ 25 années d'exploitation, on a entrepris un projet de remise à neuf ; le réacteur a été remis en service en novembre 2012, après plusieurs retards. Le coût total de la remise à neuf a été d'environ 2,4 milliards de dollars (en dollars de 2012), et le réacteur devrait pouvoir fonctionner pendant les 27 prochaines années. L'installation remise à neuf est maintenant plus efficace. Sa capacité nette est passée à 660 MW.

**Figure 1 : La centrale nucléaire de Point Lepreau**



### **Activités de développement de centrales nucléaires au Canada**

Candu Energy Inc. (l'entreprise du secteur privé ayant fait l'acquisition de l'entreprise de production énergétique d'EACL) est à concevoir le réacteur Candu avancé (ACR)-1000 ; il s'agit d'un réacteur à eau lourde de génération III+, d'une capacité de 1 200 MW. Les travaux de conception en sont au stade préliminaire. L'examen de conception avant-projet mené par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et achevé en décembre 2010 a conclu qu'il n'y a pas d'obstacle fondamental à permettre l'utilisation du réacteur au Canada. Les travaux de développement du réacteur ACR-1000 qui se poursuivent se sont traduits par des modifications de conception qu'on a également appliquées au Candu 6. On désigne réacteur Candu 6 évolué (EC6) la conception actuelle du Candu 6.

Areva Inc., une société française, tient le premier rang dans l'industrie mondiale de l'énergie nucléaire. En juillet 2013, l'entreprise a annoncé que son réacteur ATMEA1, qu'elle conçoit conjointement avec Mitsubishi Heavy Industries, avait achevé la première étape du processus de certification préalable auquel a recours le CCSN. La deuxième et la troisième étape consisteront en une analyse en profondeur de la conception du réacteur afin de pouvoir entreprendre le processus de certification dans « les meilleures conditions possible ». Les caractéristiques de ce réacteur sont similaires à celles du réacteur européen à eau pressurisée (EPR) d'Areva.

En 2009, le gouvernement de l'Ontario a reçu des propositions de la part d'EACL, d'Areva et de Westinghouse Electric concernant l'installation de deux réacteurs supplémentaires à la centrale nucléaire de l'Ontario Power Generation à Darlington. De ces trois propositions, seule celle d'EACL, comportant deux réacteurs ACR-1000 de 1 200 MW devant être fonctionnels en 2018, se conformait aux conditions de la demande de propositions. Les coûts approximatifs prévus du projet étaient de 10 800 \$ par kW. Le gouvernement de l'Ontario n'est pas allé de l'avant avec le projet. Le gouvernement de l'Ontario poursuit ses travaux de restauration de la gamme existante de réacteurs nucléaires.

### **Développement du nucléaire dans d'autres secteurs**

Selon les données recueillies du site Web de la World Nuclear Association, 444 réacteurs sont actuellement en état d'exploitation, 157 sont en état d'arrêt permanent, deux sont en état d'arrêt à long terme, et 64 sont en construction à différents endroits de la planète. Parmi les réacteurs en construction, 41 se trouvent en Chine, en Russie, en Inde et aux États-Unis. Vous trouverez ci-après des exemples de projets en Finlande et aux É.-U.

La Finlande compte actuellement deux centrales nucléaires en service, chacune comptant deux réacteurs, pour une capacité totale nette d'environ 2 740 MW. Bon an mal an, ces centrales produisent environ 30 pour cent des besoins en électricité du pays. Le parlement finlandais a approuvé en 2002 la construction d'un cinquième réacteur, qui devait être mis en service dans l'une des deux centrales en 2009. En décembre 2003, le propriétaire a signé avec Areva et Siemens un contrat prévoyant un réacteur EPR d'une capacité de 1 600 MW au coût d'environ 3,2 milliards d'euros. Ce projet a connu des retards et des dépassements de coûts. On rapporte qu'il était complet à 80 pour cent en décembre 2011. La World Nuclear Association rapporte que ce projet en coûtera plutôt 8,5 milliards d'euros (10 600 \$ par kW) et que le réacteur ne pourra être exploité commercialement avant 2018.

Aux États-Unis, 99 réacteurs sont actuellement en exploitation et cinq sont en cours de construction. Georgia Power ajoute un troisième et un quatrième réacteur à sa centrale Vogtle. Il s'agit de réacteurs Westinghouse AP1000 ayant chacun une capacité d'environ 1 117 MW. Le coût prévu par l'entreprise est de 6 300 \$ US par kW. Ces réacteurs sont prévus pouvoir être exploités commercialement en 2019-2020. La South Carolina Electric & Gas installe actuellement deux réacteurs similaires à la centrale nucléaire de V. C. Summer, en Caroline du Sud. Ces réacteurs sont également prévus être en état de fonctionnement en 2019-2020. Le cinquième réacteur en construction, lui aussi un réacteur à eau sous pression de Westinghouse ayant une capacité de 1 165 MW, est le deuxième réacteur de la centrale Watts Bar de la Tennessee Valley Authority. La construction de ce réacteur, Ce réacteur est le premier nouveau réacteur à être mis en service aux É.-U. en vingt ans. Les renseignements disponibles indiquent que les coûts en capital pour ces unités seraient entre 6 000 et 7 000 dollars canadiens par kW. Il est toutefois noté que ces chiffres comprennent les coûts encourus sur une période de construction prolongée, et pourraient donc être sous-estimés.

### **Évaluation des coûts des nouveaux réacteurs nucléaires**

Dans Annual Energy Outlook 2015, la Energy Information Administration des États-Unis présente un aperçu de la capacité de production d'énergie nucléaire existante ainsi que des prévisions quant aux améliorations, aux mises hors service et aux nouvelles constructions pendant la période qui s'étend jusqu'à 2040. En 2012, les 104 réacteurs nucléaires (capacité d'environ 102 000 MW) en service aux États-Unis fournissaient un peu moins de 20 pour cent de la demande totale en électricité du pays. La projection du scénario de référence de capacité nucléaire incluse dans le rapport pour l'année 2040 comprend 9 000 MW provenant de nouveaux ajouts, 200 MW provenant d'améliorations et 3 200 MW provenant de retraites. Selon les estimations mises à jour de coûts d'immobilisations pour les centrales de production d'électricité à des fins commerciales d'avril 2013, l'EIE prévoyait des coûts d'immobilisation hors intérêt de 5 530 \$ US par kW (en dollars de 2012 et équivalent à 6 500 \$ CAN) pour une centrale nucléaire à deux réacteurs ayant une capacité totale de 2 234 MW, abstraction faite des coûts de financement et des intérêts applicables pendant la construction. Les rapports de l'EIA ont établi les coûts d'exploitation et d'entretien autour de 93 \$ US par kW par année (l'équivalent de 135 \$ CAN par kW par année, en dollars de 2016) et les coûts d'exploitation et d'entretien variables à plus de 2 \$ US par MWh (l'équivalent de 3,1 \$ CAN par MWh, en dollars de 2016).

Un nouveau réacteur nucléaire construit au Nouveau-Brunswick pourrait ressembler à la technologie ACR-1000. Étant donné l'ampleur de l'installation, celle-ci serait probablement une installation régionale commune. Les coûts en immobilisation devraient être de l'ordre de 7 500 \$ CAN par kW pour une nouvelle installation de 1 100 MW. Il s'agit de la partie supérieure de la fourchette pour les installations aux États-Unis, et suppose que le coût devrait être concurrentiel face aux autres options nucléaires pour qu'une nouvelle installation nucléaire soit considérée comme une solution possible. Les coûts d'opération et d'entretien fixes et variables devraient être entre 140 \$ et 210 \$ par kW par année et entre 3 \$ et 6 \$ par MWh respectivement.

### **Petits réacteurs modulaires**

Le modèle actuel de petits réacteurs modulaires est conçu pour être construit de façon économique dans des conditions d'usines (plutôt que sur place), ayant une capacité entre 10 MW et 300 MW. Il y a un intérêt croissant pour les petits réacteurs nucléaires pour l'alimentation des petits réseaux électriques, et possiblement pour l'approvisionnement de chaleur aux industries des ressources. Les petits réacteurs modulaires peuvent également être intégrés de façon progressive aux réseaux plus importants à mesure que la demande augmente. L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)

prévoit que d'ici 2030, il pourrait y avoir jusqu'à 96 petits réacteurs modulaires en exploitation à l'échelle mondiale.

Certaines conceptions de petits réacteurs modulaires sont en stade de développement avancé, plusieurs d'entre lesquelles sont conçues pour être entièrement souterraines, réduisant ainsi l'usage des terres, et les besoins en personnel et en sécurité. Certaines conceptions sont dotées d'un système de sécurité passive, et peuvent exploiter pendant quatre ans sans rechargement de combustible.

Le développement de petits réacteurs modulaires peut être divisé en deux catégories : des petits réacteurs modulaires à des fins commerciales pour les installations principales du réseau, et de petits réacteurs modulaires pour les installations hors réseau et les sites miniers éloignés. Cette section traitera de la première catégorie.

Bien que le développement des petits réacteurs modulaires soit appuyé par divers Gouvernements (p.ex. le Canada, les États-Unis, le Royaume-Uni, la Russie et la Chine), des organismes réglementaires (p.ex. l'AIEA, la Commission canadienne de sûreté nucléaire, et la Nuclear Regulatory Commission des États-Unis), et des entreprises privées (p.ex. mPower, NuScale et Westinghouse), les technologies de petits réacteurs modulaires ne sont pas encore disponibles sur le marché. Il est à noter qu'il existe quelques petits réacteurs modulaires en exploitation dans le monde. Selon les données publiées par la World Nuclear Association, il y a actuellement trois petits réacteurs en exploitation dans le monde : des unités de 300 MW au Pakistan et en Chine, des unités de 220 mW en Inde, et des unités de 11 MW en Russie. La World Nuclear Association note également que trois petits réacteurs sont en cours de construction : une unité de 35 MW en Russie, une unité de 27 MW en Argentine, et deux unités de 105 MW en Chine.

Terrestrial Energy, une entreprise en Ontario au Canada, a annoncé qu'elle prévoyait construire un réacteur intégral à sels fondus commercial au Canada dans les années 2020. Ce réacteur est conçu comme une unité de 400 MW, et la technologie du réacteur intégral à sels fondus est entre 80 MW et 600 MW.

En 2013, on a rapporté que Toshiba comptait construire un réacteur nucléaire 4s (très sûre, petit et simple) en Alberta afin de fournir de l'énergie aux installations pétrolières, en exploitation par 2020. Toutefois, aucune nouvelle au sujet n'a été reçue.

Selon des nouvelles publiées sur le site Web de la Nuclear Energy Institute, la Tennessee Valley Authority (TVA) aurait déposé une « demande d'approbation précoce » auprès de la Nuclear Regulatory Commission des États-Unis en mai 2016 pour un petit réacteur modulaire potentiel à son installation de Clinch River, dans l'est du Tennessee. Cette demande est fondée sur le paramètre de fonctionnement de l'usine qui comprend le petit réacteur modulaire à eau légère en cours d'élaboration aux États-Unis par BWX Technologies, Holtec, NuScale et Westinghouse.

### **Coûts d'immobilisation de petits réacteurs modulaires**

Étant donné que les technologies de petits réacteurs modulaires ne sont pas encore disponibles sur le marché, l'information quant au prix de ceux-ci est limitée. En décembre 2014, un consortium a préparé une étude de faisabilité des petits réacteurs modulaires au National Nuclear Laboratory du Royaume-Uni, qui analysait le coût d'immobilisation du jour en lendemain de quatre modèles de petits réacteurs modulaires. Les résultats de l'étude ont démontré que le coût de petits réacteurs modulaires peut varier entre 4 143 £ par kW et 5 754 £ par kW. Selon un taux de change de £ 1 à 1,8 \$ CAN et sans rajustement de l'inflation, le coût en immobilisation serait entre 7 500 \$ par kW à 10 400 \$ par kW.

Du fait que la technologie est encore nouvelle, on estime que le coût en immobilisation des petits réacteurs modulaires serait environ 10 000 \$ par kW, avec une fourchette allant de 7 500 \$ par kW à 15 000 \$ par kW (-25 pour cent à + 50 pour cent). Le coût de démantèlement est en sus du coût en immobilisation prévu.

L'exploitation d'une centrale à petit réacteur modulaire, dont les catégories de coûts sont semblables à celles des centrales thermiques classiques, nécessitera également des fonds pour la sécurité, le régime de respect de la non-prolifération, la gestion des déchets nucléaires, le stockage des combustibles usés, et l'accréditation. On estime que le coût annuel fixe de l'exploitation des petits réacteurs modulaires serait environ 2 pour cent du coût en immobilisation. Selon un coût en immobilisation de 10 000 \$ par kW, le coût annuel fixe de l'exploitation des petits réacteurs modulaires serait environ 200 \$ par kW par année. Comme aucune information précise sur les coûts variables de l'exploitation n'est disponible, on suppose que ceux-ci seraient de 4,50 \$ par MWh, conformément aux coûts estimés pour les grandes centrales nucléaires.

NuScale, l'un des promoteurs de petits réacteurs modulaires les plus importants, a publié le 3 novembre 2015, des renseignements sur les coûts visant à profiter de techniques de production avancées, d'économies de coûts d'installation et des économies d'échelle pour réduire coût moyen actualisé de l'électricité à 90 \$ US par MWh. L'entreprise a annoncé qu'elle prévoit livrer à Utah Associated Municipal Power Systems vers la fin 2023 sa première centrale commerciale, composée de 12 unités de 50 MW (12 fois 50 MW).

## 1.2. Gaz naturel

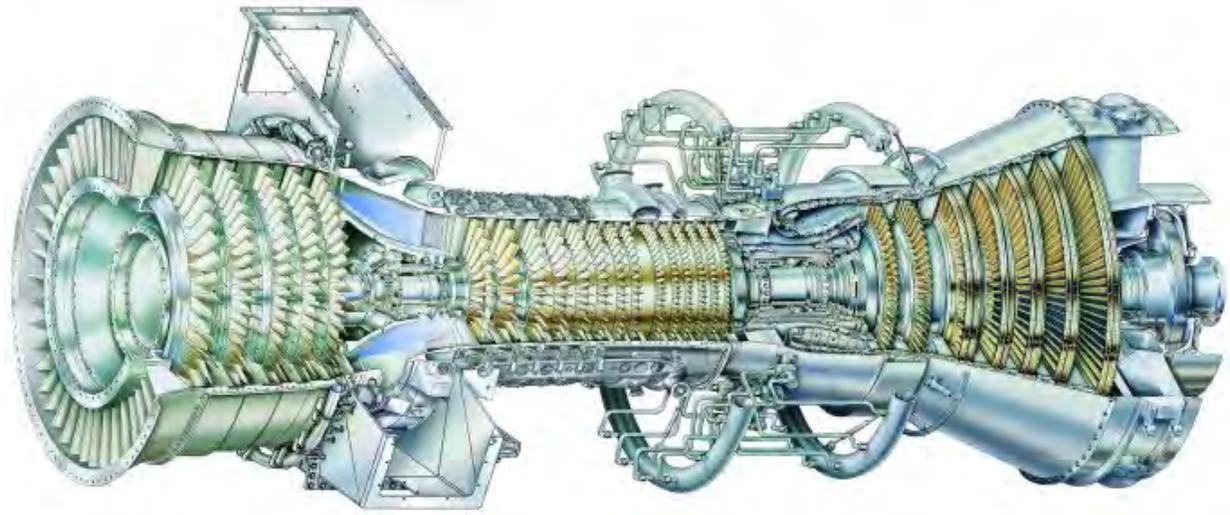
### ***Comment génère-t-on l'électricité à partir de gaz naturel ?***

*Une turbine à combustion est un moteur à piston rotatif qui se sert du gaz naturel pour produire de l'électricité. On y brûle un mélange d'air et de gaz dans une chambre de combustion. L'écoulement gazeux qui en résulte est dirigé vers les lames d'une turbine, lesquelles font pivoter un arbre. L'arbre pivotant est relié à un générateur électrique qui convertit le mouvement de rotation de l'arbre en énergie électrique.*

## 1.3. Turbines à combustion

On utilise généralement les turbines à combustion pour des besoins précis ; elles sont offertes dans des formats individuels dont la capacité varie entre 10 et 150 MW. Ces turbines sont adaptées aux exigences de pointe du système ou encore servent de source d'approvisionnement de secours dans le but d'augmenter la sécurité du système ; elles fonctionnent généralement en deçà d'un facteur de capacité de 20 pour cent. Le coût d'immobilisations de ces turbines est plutôt faible, mais l'efficacité est également faible comparativement à celle des centrales à charge minimale ; le coût des combustibles peut donc être important. Cette étude propose deux options de capacité similaire (environ 100 MW), mais à rendement différent.

**Figure 2 : Coupe transversale d'une turbine à combustion GE LM6000**



Cette étude propose une option à rendement élevé sous la forme d'une turbine à combustion à cycle simple de 100 MW alimentée au gaz naturel et employant deux turbogénérateurs à combustion GE LM6000PH avec chambres de combustion à sec à faible production de NOx. L'option à rendement modéré, axée sur une turbine à combustion à cycle simple de 90 MW alimentée au gaz naturel, emploie une turbogénérateur à combustion Alstom GT 7 EA avec chambres de combustion à sec à faible production de NOx. L'option de centrale à turbines à combustion à rendement modéré a recours à une technologie plus récente que celle employée pour les turbines à combustion d'Énergie NB utilisées aux centrales de Sainte-Rose et de Millbank, qui fonctionnent avec l'ancien modèle GT11N1 alimenté au diesel.

La lutte antiémissions après-combustion (la réduction sélective catalytique ou SCR par exemple) pour chacune de ces deux options n'a pas été jugée nécessaire puisqu'une génératrice à turbines à combustion peut atteindre des niveaux d'émissions de NOx de 15 parties par million (ppm) ou moins.

On a tenu pour acquis que le gaz de pipeline, à une pression adéquate, serait accessible pour soutenir l'exploitation de la turbine à combustion, quelle que soient les conditions ambiantes, sans pour autant disposer de précompresseurs à gaz sur place.

Les coûts de base totaux du projet ont été estimés selon une méthodologie des coûts pondérée utilisant des données internes fournies par Hatch et selon de récents devis de fournisseurs pour le matériel principal.

Dans le cas de cette option, les coûts fonctionnels 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. On a estimé les coûts d'exploitation et d'entretien, abstraction faite des combustibles, en fonction d'un mode d'exploitation selon la demande de pointe, avec quelque 500 heures d'exploitation et 150 démarrages par année. On a prévu que le personnel comprendrait quatre exploitants et deux employés d'entretien, et on a inclus une indemnité pour le personnel administratif et de gestion.

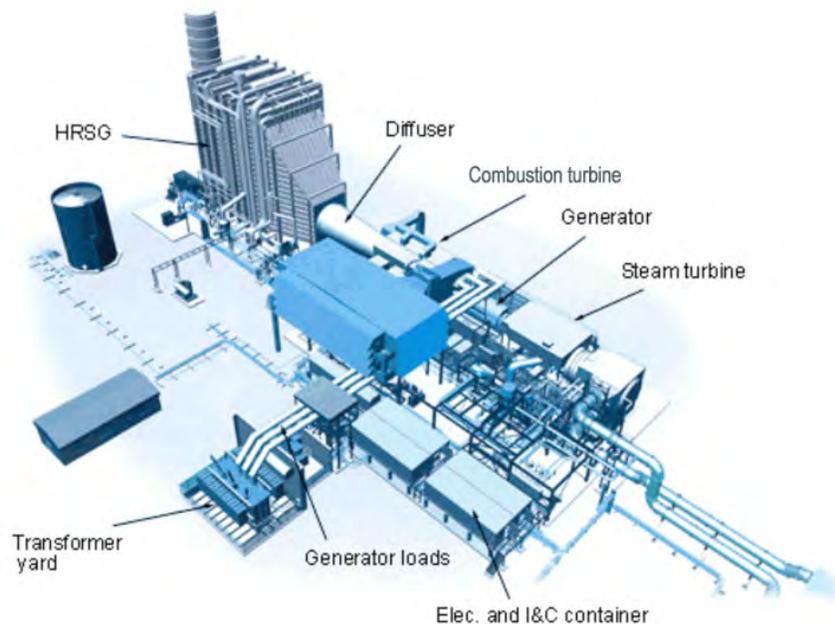
Le délai d'exécution du projet, depuis l'ordre de démarrage des travaux jusqu'à la date de mise en service commerciale, serait de deux ans si l'on se fonde sur un délai de livraison de 15 mois après réception de la commande pour la turbine à combustion. Cette centrale de turbines à combustion aurait une durée de vie comptable de 25 ans.

#### 1.4. Cycle combiné

Dans une centrale à cycle combiné, l'électricité est produite par une turbine à combustion (fonctionnant généralement au gaz naturel). On se sert de la chaleur résiduelle évacuée pour créer de la vapeur, qui produit un supplément d'électricité par l'entremise d'une turbine à vapeur. Grâce à cette étape finale, on augmente le rendement de la production d'électricité. Le rendement thermique typique d'une centrale à cycle combiné varie généralement entre 50 et 60 pour cent, selon la configuration et le matériel utilisé. En règle générale, environ un tiers de l'électricité est produite par la turbine à combustion, tandis que ce sont les deux tiers de l'électricité qui proviennent de la turbogénératrice à vapeur.

Un système à cycle combiné comprend à la fois des configurations à arbre unique et d'autres à arbres multiples. Le système à arbre unique est composé d'une turbine à combustion, d'une turbogénératrice à vapeur et d'un générateur de vapeur à récupération de chaleur. On dit habituellement de cette configuration qu'elle est une disposition 1x1x1 ; voir la figure 3 pour une illustration. Le groupe turbogénératrice à combustion et le groupe turbogénératrice à vapeur forment une disposition en tandem sur arbre unique. Les principaux avantages de cette disposition sont la simplicité de son fonctionnement et sa fiabilité accrue par rapport à celle des configurations à arbres multiples. On peut également utiliser la turbine à vapeur en solo pour un fonctionnement autonome à cycle simple de la turbine à combustion, le tout assurant alors une plus grande flexibilité de fonctionnement.

**Figure 3 : Configuration typique du système à cycle combiné**



Dans certains cas, la construction de ces systèmes peut se faire par étapes, afin que les turbines à combustion soient construites et mises en service en premier, suivies du système de turbines à vapeur.

Cette étude propose trois tailles de centrales à cycle combiné, chacune ayant une capacité différente : une centrale de grande taille de l'ordre de 420 MW, une moyenne de l'ordre de 285 MW et une petite de l'ordre de 120 MW.

Dans le cas de la grande centrale à cycle combiné, il s'agit d'une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel et produisant 420 MW. La centrale de référence adopterait une disposition 1x1x1 comprenant une turbogénératrice à combustion Mitsubishi M501GAC (à refroidissement par air), une turbogénératrice à combustion avec chambres de combustion à sec à faible production de NOx, un générateur de vapeur à récupération de chaleur à réchauffement triple pression avec SCR et une turbogénératrice à vapeur de 140 MW. Le rendement thermique est d'environ 52 pour cent.

Dans le cas de l'option à cycle combiné de taille moyenne, il s'agit d'une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel et produisant 285 MW. La centrale de référence adopterait une disposition 1x1x1 comprenant une turbogénératrice à combustion General Electric 7F.04 avec chambres de combustion à sec à faible production de NOx, un générateur de vapeur à récupération de chaleur à réchauffement triple pression avec SCR et une turbogénératrice à vapeur de 100 MW. Le rendement thermique de cette option est d'environ 50 pour cent.

Dans le cas de l'option à cycle combiné de petite taille, il s'agit d'une centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel et produisant 120 MW. La centrale de référence adopterait une disposition 2x2x1 comprenant deux turbogénératrices à combustion GE LM6000PH avec chambres de combustion à sec à faible production de NOx, deux générateurs de vapeur à récupération de chaleur et une turbogénératrice à vapeur. Le rendement thermique de cette option est d'environ 47 pour cent. Deux options de cette version réduite du cycle combiné sont proposées : l'une à réfrigération à passage unique avec accès d'eau et l'autre comportant une tour de réfrigération pour le refroidissement de la centrale. La seconde option s'imposera dans les cas où l'on n'a pas accès à de l'eau de mer.

Quelle que soit l'option et à moins d'avis contraire, on a présumé que la centrale serait adjacente à une centrale déjà en place sur la côte et qu'elle comporterait un système de réfrigération à passage unique employant de l'eau de mer. On a estimé le rendement moyen du site en fonction d'une élévation de huit mètres au-dessus du niveau moyen de la mer (AMSL), d'une température annuelle moyenne de 5,5 °C et d'une température annuelle moyenne de l'eau de mer dans la prise d'eau de 7,5 °C.

Aucune mesure de contrôle des émissions après-combustion pour les options à cycle combiné de moyenne et de petite taille pour réduire les émissions de NOx n'a été prévue, puisque les turbines à combustion sont capables d'atteindre des niveaux d'émissions de NOx de 15 ppm. Aucun convertisseur catalytique d'oxydation pour la réduction des émissions en CO n'a été prévu puisque les émissions de la turbine sont faibles et que ce polluant n'est pas abordé individuellement dans la publication d'Environnement Canada intitulée Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> [http://www.ccme.ca/assets/pdf/pn\\_1072\\_e.pdf](http://www.ccme.ca/assets/pdf/pn_1072_e.pdf)

On a tenu pour acquis que le gaz de pipeline, à une pression adéquate, serait accessible en vue de soutenir l'exploitation de la turbine à combustion à une charge de base sans pour autant disposer de précompresseurs à gaz sur place.

Les coûts de base totaux du projet ont été estimés selon une méthodologie des coûts pondérée utilisant des données internes fournies par Hatch et selon de récents devis de fournisseurs pour le matériel principal. Les coûts comprennent trois transformateurs élévateurs de tension pour générateur. On a également tenu pour acquis qu'on aurait accès à un approvisionnement en eau courante municipale ainsi qu'à un système d'égout depuis la frontière du terrain de la centrale, de même qu'à une canalisation latérale de gaz naturel reliée à une station de régulation et de comptage adjacente à la frontière.

Pour cette option, les coûts de fonctionnement couvrent les exploitants de la centrale, la main-d'œuvre et le matériel d'entretien ainsi que les coûts administratifs découlant du fonctionnement de l'installation. On a estimé les coûts d'exploitation et d'entretien, abstraction faite des combustibles, en fonction d'un mode d'exploitation selon la demande de pointe, avec quelque 7 000 heures d'exploitation et 75 démarrages par année. Les coûts fixes couvrent le personnel d'exploitation et d'entretien, les coûts administratifs, les coûts fixes d'entretien et les coûts d'entente de services de longue durée. Les coûts en exploitation et entretien variables couvrent les travaux d'entretien de grande envergure prévus, la main-d'œuvre et les pièces, l'entretien ponctuel, le remplacement et la destruction des convertisseurs de réduction sélective catalytique (SCR), les produits chimiques, les biens non durables et l'eau municipale.

Le délai d'exécution du projet serait d'environ 36 mois. Les options de centrales à cycle combiné auraient toutes une durée de vie comptable de 25 ans.

## 1.5. Énergie hydroélectrique

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de ressources hydrauliques ?**

*L'énergie hydroélectrique est produite par le mouvement de l'eau qui passe d'un réservoir à une turbine en empruntant une canalisation ou un tuyau. À l'écoulement l'eau entre en contact avec les lames de la turbine, ce qui fait pivoter l'arbre. L'arbre pivotant est relié à un générateur électrique qui convertit le mouvement de rotation de l'arbre en énergie électrique. Une centrale hydroélectrique dépend d'un débit suffisant d'eau et d'un niveau de chute de l'eau raisonnable, communément appelé « tête ». Selon l'Association canadienne de l'électricité (ACE), 63,3 pour cent de l'électricité produite au Canada en 2012 provenait de l'énergie hydroélectrique.*

### 1.5.1. Centrale de Grand-Sault

La centrale de Grand-Sault est située sur le fleuve Saint-Jean, sur un méandre mort du fleuve, à la hauteur de la ville de Grand-Sault. L'eau du fleuve connaît un premier dénivelé important au niveau des chutes, puis s'écoule en cascade vers le site de la centrale, en un endroit où la rivière s'élargit et où le débit est plus lent. Le dénivelé total est d'environ 39 m.

La figure 4 montre la centrale existante, construite au milieu des années 1920. Cette centrale comporte une structure en béton permettant la régulation des débits près de la crête de la chute, une structure d'entrée sur la rive, un tunnel (d'un diamètre interne de 7,5 m) à paroi de béton creusé dans le substrat

rocheux, une chambre d'équilibre, une courte conduite forcée en acier et une centrale à quatre tranches au pied de la gorge. La centrale se compose de quatre unités ; la capacité installée initiale était de 60 MW. À la suite des travaux d'amélioration ayant été effectués au milieu des années 1990, la capacité de la centrale est passée à 66 MW.

**Figure 4 : Centrale de Grand-Sault**



L'ajout d'une nouvelle installation hydroélectrique adjacente à la centrale de 66 MW déjà en place à Grand-Sault est réaliste sur le plan technique, et la construction en serait simple. En augmentant la production d'énergie à cet emplacement, on bonifierait la filière de production d'énergie renouvelable d'Énergie NB, ce rehausserait encore davantage son engagement en matière de leadership environnemental.

Les avantages d'un tel projet seraient nombreux, en voici quelques-uns :

- faible coût du projet par kW ;
- utilisation des structures de stockage des eaux déjà en place ;
- faible impact sur l'environnement ;
- meilleure utilisation des ressources en eau par l'emploi d'une plus grande quantité de l'eau disponible et par la diminution du gaspillage à la centrale ;

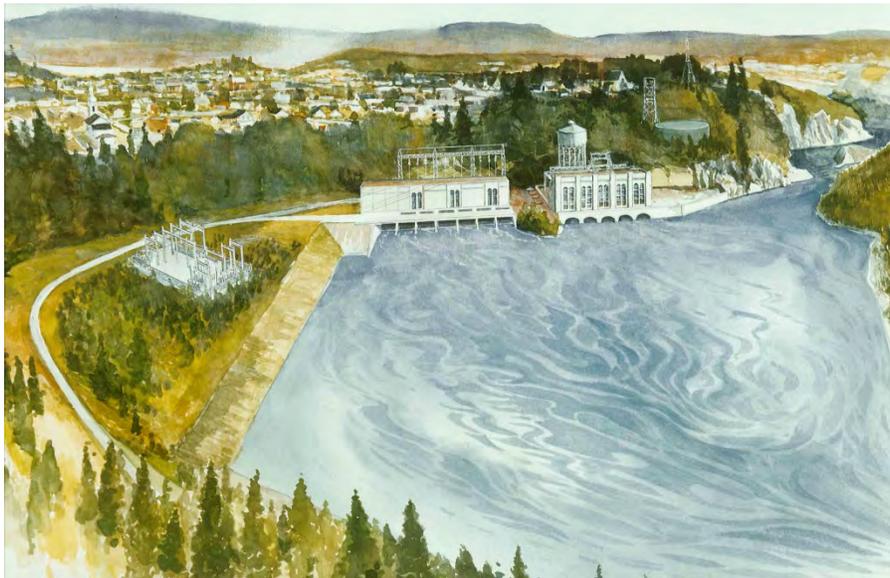
- avantage lié au fait que tout le terrain nécessaire à ce projet appartient déjà à Énergie NB ;
- possibilité de procéder à la construction dans son ensemble sans avoir à interrompre la production d'hydroélectricité à la centrale existante.

Voici la liste de structures à bâtir et de matériel nécessaire dans le cadre de la construction de cette nouvelle centrale :

- un barrage — structure en béton munie de grilles pour retenir les débris, de vannes verticales en acier et de batardeaux ;
- un puits de descente situé au bas de la structure de prise d'eau, menant vers une galerie d'amenée d'environ 700 m de longueur et parallèle au tunnel existant ;
- une chambre d'équilibre ;
- une centrale située du côté ouest de la centrale à quatre tranches existante ;
- une ou deux turbines Francis verticales.

On estime que la production supplémentaire annuelle d'énergie serait d'environ 300 GWh (100 MW de capacité installée).

**Figure 5 : Représentation artistique du projet d'augmentation de la production électrique à Grand-Sault**

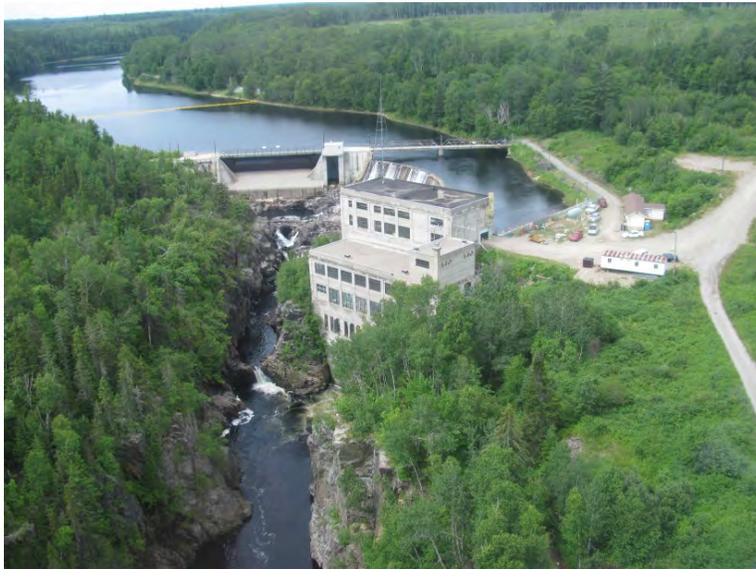


Le délai d'exécution du projet serait d'environ 48 mois. Cette centrale hydroélectrique aurait une durée de vie comptable de 100 ans (à condition qu'on procède à une modernisation après 50 ans).

### 1.5.2. High Narrows

Le projet proposé pour High Narrows se situe dans le nord du Nouveau-Brunswick, au sud de la ville de Bathurst. L'emplacement de ce projet se trouve à environ 12 km en amont de la centrale d'Énergie NB aux chutes Nepisiguit (anciennement appelées Great Falls).

**Figure 6 : Centrale des chutes Nepisiguit d'Énergie NB**



En 1980, une étude de préfaisabilité a été menée par Rosseau, Sauvé, Warren, Inc. (RSW) pour évaluer l'aménagement d'une centrale hydroélectrique à différents emplacements éventuels le long de la rivière Nepisiguit. Cette étude a conclu que le projet de développement hydroélectrique de High Narrows constituait une option viable.

En ajoutant une centrale hydroélectrique sur la rivière, on bonifierait la filière de production d'énergie renouvelable d'Énergie NB.

Les avantages d'un tel projet seraient nombreux. En voici quelques-uns :

- coût du projet par kW attrayant ;
- amélioration de la production d'énergie à la centrale des chutes Nepisiguit déjà en place ;
- abondance de matériau de remblayage pour la construction du barrage près de l'emplacement prévu du barrage.

Voici la liste de structures à bâtir et de matériel nécessaire dans le cadre de la construction de cette centrale hydroélectrique :

- une galerie de dérivation ;
- un barrage de terre réparti en zones ;
- un déversoir vanné en béton ;

- une structure d'admission ;
- des conduites forcées ;
- une centrale de surface ;
- trois turbines Francis verticales.

Une analyse hydrotechnique détaillée reposant notamment sur des simulations par ordinateur de la puissance et de l'énergie pour chacune des nouvelles centrales proposées (High Narrows et la centrale existante des chutes Nepisiguit) a fait ressorti les options et estimations incrémentielles d'énergie suivantes :

- 20 MW et 71 GWh par année.
- 30 MW et 108 GWh par année.
- 40 MW et 148 GWh par année.
- 60 MW et 180 GWh par année.

Dans le cadre de ce PIR, on a choisi d'évaluer l'option à 40 MW. On a élaboré un calendrier de projet comportant tous les stades d'élaboration du projet, notamment le processus environnemental, les travaux techniques, l'appel d'offres, l'approvisionnement en turbines et générateurs et la construction.

Dans le cas de l'option à 40 MW, le délai d'exécution du projet serait d'environ 60 mois. Cette nouvelle centrale aurait une durée de vie comptable de 100 ans (à condition qu'on procède à une modernisation après 50 ans).

## 1.6. Achats par interconnexion

Le réseau de transport d'Énergie NB a été stratégiquement conçu pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux abonnés de la province, tout en offrant la possibilité d'acheter et de vendre de l'énergie électrique aux entités avoisinantes par le biais d'interconnexions. Ces interconnexions permettent à Énergie NB d'acheter de l'électricité aux moments qui lui conviennent, notamment lorsqu'il en coûte plus cher pour fournir l'électricité provenant de la province qu'il en coûte pour l'obtenir au prix du marché. Les interconnexions permettent également à Énergie NB d'envisager l'achat d'électricité auprès d'une autre entité par l'entremise d'un contrat de longue durée (25 ans), ce qui pourrait permettre de reporter la construction d'une capacité supplémentaire qui se fera nécessaire pour combler les besoins à long terme de la province. Il existe diverses entités d'où Énergie NB peut acheter de l'électricité ; deux sont particulièrement intéressantes du fait qu'elles ont le potentiel d'offrir de l'électricité provenant de sources hydrauliques renouvelables : le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador.

Il existe néanmoins une certaine incertitude quant aux modalités et conditions de ces achats contractuels et aux hypothèses relatives aux prix. Pour les besoins de cette étude, on a présumé que le coût de la puissance garantie serait équivalent au coût d'immobilisations des nouvelles turbines à combustion, l'énergie étant au prix du marché.

### 1.6.1. Bas-Churchill

La rivière Churchill, située au Labrador, constitue une source importante d'énergie électrique renouvelable. Son potentiel n'a toutefois pas encore été développé à son maximum. Entrée en service en 1971, la centrale électrique des chutes Churchill produit 5 428 MW et mobilise 65 pour cent de la puissance maximale potentielle de la rivière. Le 35 pour cent restant est situé à deux endroits dans le bassin inférieur de la rivière Churchill, d'où le nom de projet du Bas-Churchill.

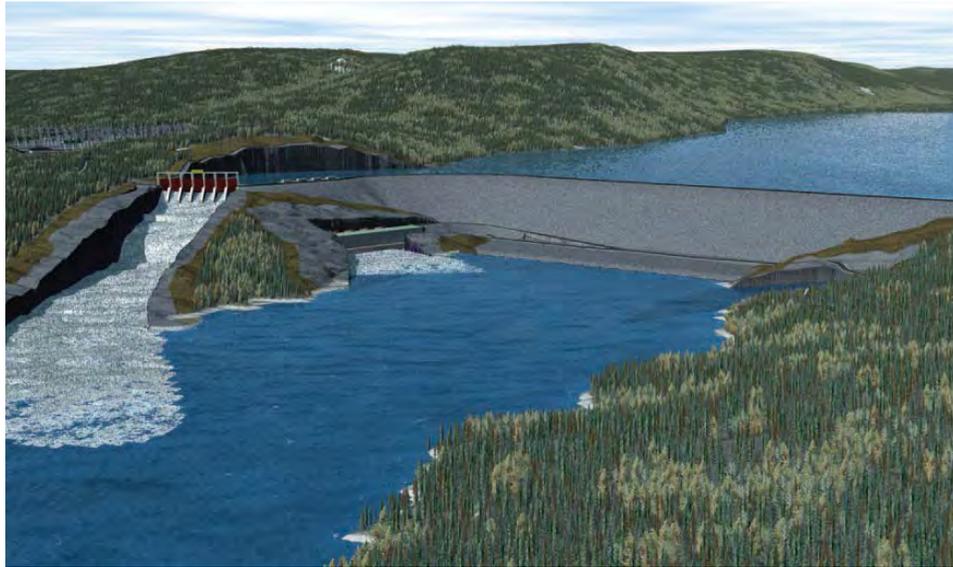
**Figure 7 : Emplacement du projet du Bas-Churchill**



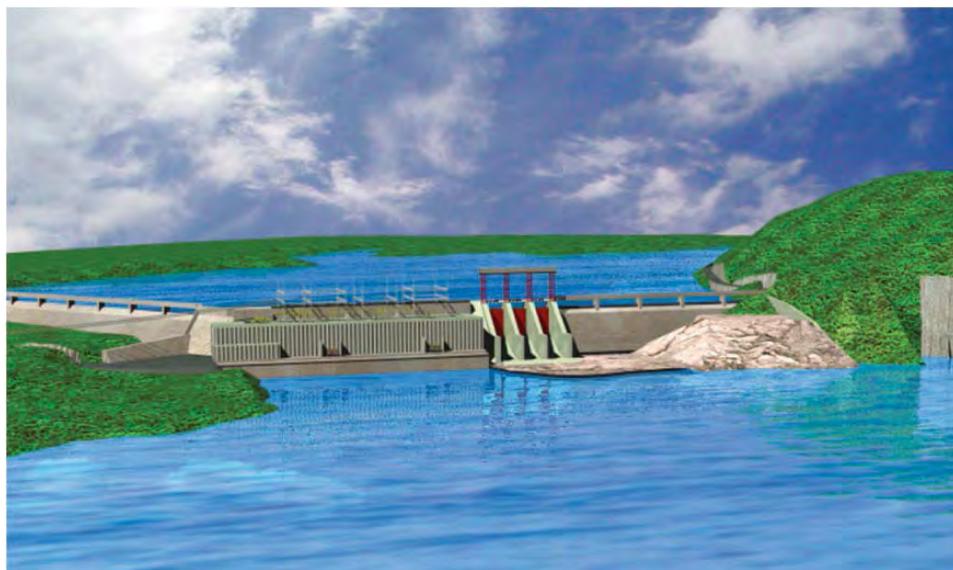
Deux des meilleurs sites hydroélectriques non aménagés en Amérique du Nord font partie du projet du Bas-Churchill :

- l'île Gull, qui se trouve à 225 km en aval de la centrale existante des chutes Churchill. Ce projet de 2 250 MW a le potentiel de produire une moyenne de 12 térawattheures (TWh) d'énergie par année.
- Les chutes Muskrat, situées à 60 km en aval de l'île Gull. Ce projet de 824 MW a le potentiel de produire une moyenne de 5 TWh par année. Ce projet est actuellement en construction.

**Figure 8 : Représentation artistique du projet de l'île Gull**



**Figure 9 : Représentation artistique du projet des chutes Muskrat**



Cette source essentielle d'énergie renouvelable stable et propre est une belle occasion pour la province de Terre-Neuve-et-Labrador de répondre elle-même à sa demande résidentielle et industrielle de façon durable sur le plan de l'environnement, tout en produisant suffisamment d'électricité pour en exporter à l'extérieur de la province, là où la demande en énergie propre est en augmentation constante.

Nalcor, société mère (propriété de la Couronne) de Newfoundland and Labrador Hydro, mène actuellement projet des chutes Muskrat et fera passer l'énergie hydroélectrique sous forme de courant continu à haute tension sur 1 200 km entre le Labrador et la péninsule d'Avalon, près de St. John's, Terre-Neuve. Une autre ligne de courant continu à haute tension fera le lien entre le réseau d'électricité de l'île de Terre-Neuve et celui de la Nouvelle-Écosse. The majority of the energy from Muskrat Falls will serve both Newfoundland load as well as provide contractual capacity and energy to Nova Scotia.

Le projet de l'île Gull a le potentiel de fournir une certaine capacité et de l'énergie renouvelable à Énergie NB à l'avenir. Une fois le projet achevé, cette source d'électricité pourrait réduire la dépendance du Nouveau-Brunswick sur les combustibles hydrocarburés importés ; à long terme, elle pourrait fournir une capacité de renouvellement pouvant compenser le roulement du capital social des ressources existantes en combustibles fossiles d'Énergie NB, et ce, pendant 40 ans ou plus.

### 1.6.2. Autres achats par interconnexion — projets d'expansion d'Hydro-Québec

Hydro-Québec (HQ) poursuit le développement de son potentiel hydroélectrique. Le projet Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert a été achevé en 2013. Grâce à ce projet, la capacité a été augmentée de 918 MW et l'approvisionnement, de 8,7 TWh. Une fois terminé (en 2020), le projet de la Romaine, démarré en mai 2009, viendra ajouter 1 550 MW de capacité et 8 TWh. La capacité installée des centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec frôle les 1 000 MW de plus qu'en 2008.

## 2. AUTRES OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT

### 2.1. Petites centrales de production hydroélectrique

#### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de centrales hydroélectriques de petite taille ?**

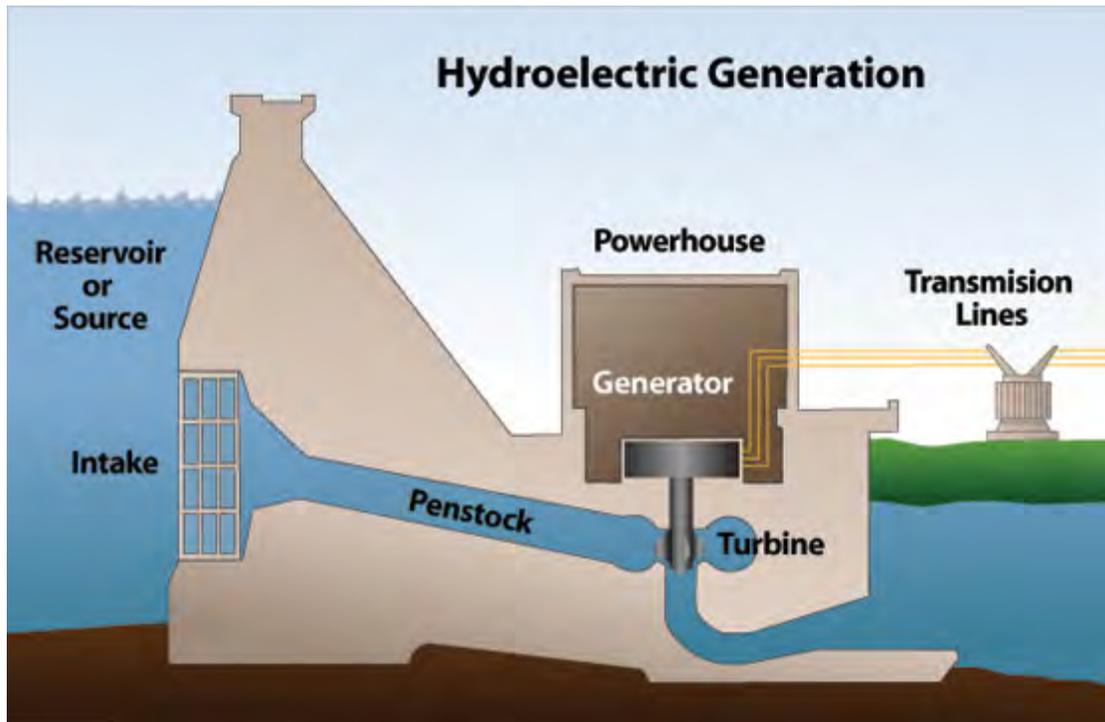
*Bien qu'il n'y ait pas, dans l'industrie, de consensus sur la définition d'une « centrale hydroélectrique de petite taille », la limite supérieure se trouve généralement autour de 10 à 20 MW. Les détails sur la façon dont on produit l'hydroélectricité sont présentés à la section 1.5 (« Hydroélectricité »). Le Nouveau-Brunswick compte de nombreuses rivières qui pourraient présenter les conditions permettant le développement hydroélectrique au fil de l'eau à faible impact sur l'environnement. L'avantage de ce type de système, c'est que son impact sur les écosystèmes et sur l'habitat et la passe migratoire des poissons est généralement très faible.*

Dans le cadre de cette évaluation du PIR, on a pris comme point de référence une petite centrale hydroélectrique (capacité de 20 MW), ce qui excède légèrement la définition canadienne, mais sans pour autant dépasser les limites généralement acceptées.

---

<sup>21</sup> International Association for Small Hydro (IASH), 2009

Figure 10 : Configuration typique d'une centrale hydroélectrique de petite taille



En 1984, une étude effectuée par Monenco a trouvé au Nouveau-Brunswick plusieurs emplacements qui permettraient l'aménagement d'une centrale hydroélectrique de petite taille. Cette étude, tout comme une étude récente portant sur le potentiel hydroélectrique non développé dans la province, laisse croire aux occasions de développer davantage l'énergie hydroélectrique, comme en témoigne le nombre d'emplacements ayant le potentiel de fournir ou de dépasser la production d'énergie prévue dans le présent examen des coûts.

La tête du cours d'eau revêt une importance capitale dans l'évaluation des coûts d'une centrale hydroélectrique : plus la tête est basse, plus les conduites d'eau du matériel hydraulique et de transport de l'eau doivent être grosses. Au Nouveau-Brunswick, on estime que tous les sites existants ont une tête peu ou modérément élevée, les plus hautes n'excédant pas 40 mètres.

On s'est fondé sur l'expérience de Hatch ainsi que sur de nombreuses publications et références de l'industrie pour estimer les coûts d'immobilisations pour les sites non aménagés (zones vertes). De façon générale, les estimations de coûts d'immobilisations fournies par les diverses publications et références de l'industrie se fondent sur les antécédents historiques ainsi que sur les données émanant des centrales ; leur utilisation ne devrait servir qu'à des estimations globales. Il convient de noter que les particularités propres à chaque site peuvent avoir un effet significatif sur le coût total et sur la faisabilité du projet.

<sup>22</sup> "Identification of Environmentally Compatible Small Scale Hydroelectric Potential in Atlantic Canada", Monenco Limited, janvier 1984.

<sup>23</sup> <http://www.eem.ca/index.php/case-studies/survey-of-canadian-hydropower-potential>

Ces détails comprennent :

- la topographie ;
- le type de site ou de plan (au fil de l'eau, réservoir naturel ou réservoir artificiel) ;
- l'accès au site non aménagé ;
- la tête et le débit utilisable ;
- les exigences en ce qui a trait au génie civil des structures ;
- les exigences en matière de déversement ;
- la distance séparant le site du réseau de transport.

Il est important d'examiner et d'explorer avec soin les détails et les exigences propres au site afin d'évaluer adéquatement leur effet sur les coûts du projet.

Pour établir les estimations de coûts d'exploitation et d'entretien (O & M) d'une petite centrale hydroélectrique de 20 MW, on s'est fondé sur les coûts moyens de l'industrie pour tout un éventail de tailles de centrales et d'emplacements en ayant recours à diverses méthodes d'analyse comparative. Puisqu'un certain nombre de facteurs peuvent faire fluctuer grandement les coûts d'exploitation et d'entretien des centrales et des tranches, on s'est servi de méthodes d'analyse comparative appliquées aux données statistiques publiées, lesquelles ont été obtenues auprès de centrales hydroélectriques partout en Amérique du Nord.

Comme nous l'apprend l'expérience de Hatch ainsi que les statistiques de l'industrie, le délai d'exécution des centrales hydroélectriques, allant de la conception à la date de mise en service, peut varier énormément en fonction de la complexité du projet.

Selon l'Association canadienne de l'hydroélectricité, en 2006, un projet hydroélectrique nécessitait en moyenne de 8 à 12 ans de préparation, depuis l'étape préliminaire jusqu'à la mise en service. En 2006, la Ontario Power Authority, s'inspirant d'un éventail de rapports, a établi que le délai de construction de projets de 10 MW ou moins était de quatre à sept ans.

La durée de vie prévue des nouvelles centrales hydroélectriques est généralement de 50 ans (les structures d'ingénierie civile pouvant durer plus de 100 ans). En Amérique du Nord, bon nombre de centrales ont dépassé les 100 ans de service grâce à des modernisations effectuées tous les 20 à 40 ans.

Bien que la durée de vie totale de la plupart des composants soit généralement de 50 ans, il est important de souligner que certains composants s'usent avant la fin de cette période et peuvent alors avoir à être remplacés ou remis à neuf.

Voici une liste de ces composants et de leur durée de vie habituelle respective.

**Figure 11 : Durée de vie attendue des composants hydrauliques**

Composant	Durée de vie typique attendue
Installation d'amenée et de régularisation des eaux (canaux et tunnels, entrées et dispositifs de levage connexes, conduites forcées, installations de contrôle des débordements, soupapes d'admission)	50 ans
Turbine	50 ans
Système régulateur	50 ans
Générateur (rotor, stator, supports, systèmes d'excitation)	35 ans
Transformateur de tension du générateur	35 ans

## 2.2. Énergie éolienne

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide du vent ?**

*L'énergie éolienne est produite à partir du mouvement du vent qui passe dans les pales d'une turbine éolienne. L'arbre pivotant de la turbine est relié à un générateur électrique qui convertit le mouvement de rotation de l'arbre en énergie électrique. Les projets d'éoliennes connaissent une croissance rapide à l'échelle mondiale. Selon l'Association canadienne de l'électricité (ACE), 1,5 pour cent de l'électricité produite au Canada en 2012 provenait de l'énergie éolienne.*

La province du Nouveau-Brunswick compte une puissance installée sous forme d'éoliennes de 294 MW, dont 150 MW au parc éolien de Kent Hills (voir la figure 12) et 99 MW au parc éolien du mont Caribou, de même que de 45 MW à Lamèque. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada comptait, en janvier 2016, une capacité installée de 11 898 MW dans sa filière d'éoliennes. La plus grande partie de cette production provient de l'Ontario, du Québec et de l'Alberta.

**Figure 12 : Le parc éolien de TransAlta à Kent Hills, première installation éolienne du Nouveau-Brunswick**

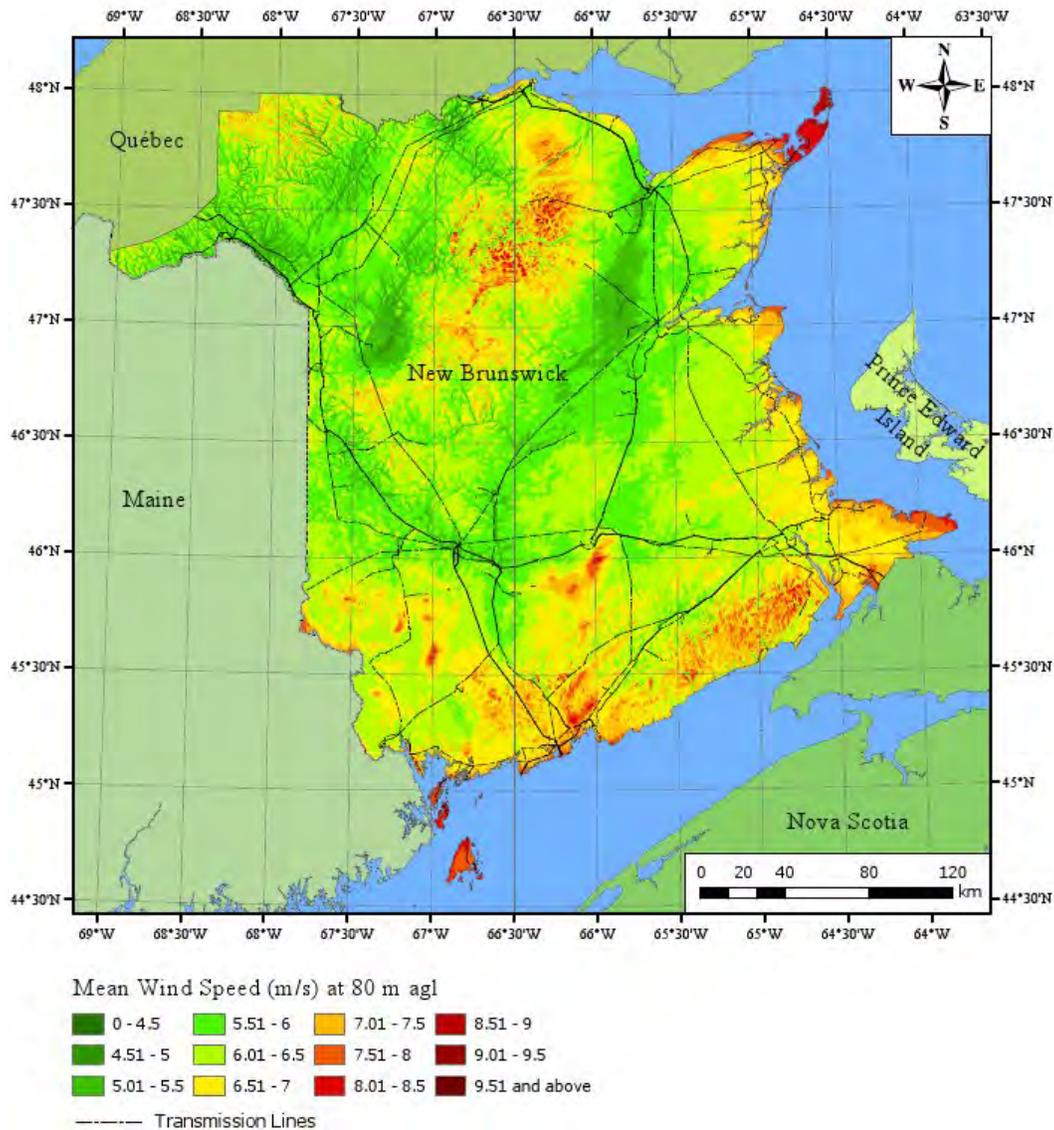


Au Nouveau-Brunswick, la vitesse moyenne du vent est généralement de 6 à 7 m/s, certains secteurs atteignant 7,5 m/s (à 80 m) (voir la figure 13). De telles vitesses sont favorables au développement de parcs éoliens à des fins commerciales et se comparent à ce qu'on trouve dans d'autres régions du Canada qui produisent de l'énergie éolienne à des fins commerciales (notamment la côte ouest du lac Huron, en Ontario). Selon un rapport de Ea Energy Analyses, société danoise, le Nouveau-Brunswick bénéficie d'un fort potentiel de production éolienne pouvant atteindre 7 500 MW d'ici 2025<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup>[http://www.ea-energianalyse.dk/reports/725\\_large\\_scale\\_wind\\_power\\_new\\_brunswick.pdf](http://www.ea-energianalyse.dk/reports/725_large_scale_wind_power_new_brunswick.pdf)

Figure 13 : Vitesse moyenne du vent au Nouveau-Brunswick



Pour les besoins de cette étude, on a évalué les coûts de deux parcs éoliens : un petit parc de 10 MW et un parc de 50 MW. La taille de chaque éolienne a un effet sur le coût en capital ; en général (quoique pas dans tous les cas), plus l'éolienne est grosse, plus son coût par kW est faible. Dans le cadre de ce PIR, on a présumé que les centrales étaient composées d'unités de 2,0-3,0 MW.

Comme on peut le voir à la figure 14, le coût des projets d'éoliennes est composé de quatre éléments de base.

**Figure 14 : Éléments de prix pour les projets d'éoliennes**

Élément	Portion du coût (en pourcentage)	Comprend
Équipement de production	65-75	les pales, la nacelle et la tour de l'éolienne, de même que les coûts de mise en service
Équipement auxiliaire (mécanique et civil) de la centrale	12-14	la construction des fondations de l'éolienne, les plateformes de grue, les routes d'accès et l'installation des éoliennes
Équipement auxiliaire (électrique) de la centrale	8-10	système de collecte, poste, appareillage de connexion et interconnexion de transmission
Mise en œuvre du projet (propriétaire et consultants)	4-8	exigences réglementaires, attribution de permis, étude d'impact environnemental et gestion de projet

Les estimations de coûts d'immobilisations fournis à l'annexe 3 proviennent de l'expérience de Hatch en ce qui a trait au développement des parcs éoliens d'une capacité maximale de 200 MW au Canada, de même que de l'évaluation des dépenses en capital et en exploitation dans les parcs éoliens menée par GL Garrad Hassan pour l'Association canadienne de l'énergie éolienne [GLGH 2012]<sup>25</sup>.

Les facteurs propres au site, notamment la ressource éolienne (qui détermine la catégorie de machine et la hauteur du moyeu) et la topographie (facteur principal des coûts de transport et d'ingénierie civile et électrique), pèsent lourdement dans l'économie de la mise sur pied d'un projet d'éoliennes. Les principaux éléments touchés par le remplacement d'immobilisations pendant le cycle de vie du projet sont les pales de la turbine, les multiplicateurs de vitesse et les axes de tangage et de lacet. La nécessité de procéder à ces remplacements dépend de conditions propres au site et du fabricant de turbines (certains fabricants produisent des génératrices à entraînement direct ne nécessitant pas de multiplicateur de vitesse).

L'industrie éolienne est plutôt mûre ; les coûts sont dominés par l'approvisionnement en turbines. Un certain nombre de facteurs propres au site, notamment la catégorie de machine, la surface balayée par le rotor (puissance de sortie), la hauteur du moyeu, le transport et l'installation, se répercutent néanmoins sur les coûts d'approvisionnement en turbines. Parmi les facteurs sans lien avec le site, notons les choix de nature technologique (p. ex. présence ou non d'engrenage). Dans la base de données de Hatch, le coût des turbines était assujéti à d'importantes variations pouvant atteindre 600 \$ par kW ; dans le rapport de GLGH, la variation atteignait 400 \$ par kW. Les coûts dans la partie supérieure de la fourchette s'expliquent sans doute par l'installation en régions arctiques isolées, où il en coûte extrêmement cher pour faire venir les éléments logistiques, l'équipement de construction et les matériaux sur place. Toutefois, dans le cadre de cette étude, on n'a établi aucune distinction dans la fourchette de prix des turbines en fonction des facteurs propres au site et des autres facteurs.

<sup>25</sup> [http://www.canwea.ca/pdf/Assessment\\_Est-Cost-of-Wind-Energy\\_BC.pdf](http://www.canwea.ca/pdf/Assessment_Est-Cost-of-Wind-Energy_BC.pdf)

L'équipement auxiliaire (civil ou électrique) est un autre facteur propre au site, qui varie en fonction du terrain et de la densité des turbines.

Lors d'une étude sur les coûts d'exploitation et d'entretien des éoliennes, on a obtenu une fourchette de prix pour les turbines variant entre 1,5 et 2 pour cent de l'investissement d'origine [DWEA, 2009], ce qui correspond à environ 32 \$ par kW par année (à 1,75 pour cent). Il faut y ajouter les coûts associés à l'équipement auxiliaire de la centrale (le poste, principalement) ainsi que les augmentations des coûts totaux d'exploitation et d'entretien au-delà des dépenses d'exploitation s'appliquant à l'équipement de production seul. Toutefois, avec l'augmentation des données nord-américaines en ce qui a trait aux dépenses d'exploitation et étant donné le nombre de machines dont la garantie prend fin, il y a de plus en plus de raisons de croire que les coûts d'exploitation et d'entretien se rapprochent plutôt de 70 \$ par kW par année. On attribue cette grande augmentation aux coûts qui, jusqu'à maintenant, étaient masqués par la garantie, ainsi qu'au faible volume des données nord-américaines. Selon le rapport du GLGH, les coûts d'exploitation et d'entretien d'un parc éolien de petite taille seraient de 86 \$ par kW par année, tandis que, pour un parc de grande taille, ils seraient de 62 \$ par kW par année.

Le délai d'exécution du projet serait d'environ trois à quatre ans, selon l'envergure du projet. Il faut généralement compter de deux à trois ans pour réaliser les études d'impact environnemental, l'attribution de permis, les études d'interconnexion, l'évaluation des ressources et les ententes de baux immobiliers avant qu'on puisse commander les turbines. Les promoteurs de projets importants ont conclu des ententes sur le volume d'achats avec les principaux fournisseurs d'équipement, ce qui peut réduire de façon significative le délai d'exécution du projet une fois l'attribution de permis effectuée.

Selon l'envergure du projet, le délai d'exécution en matière d'équipement serait d'environ un an, période pendant laquelle on s'occupe généralement de l'équipement auxiliaire de nature mécanique, civile et électrique. Une fois les fondations coulées et durcies, les turbines peuvent être érigées rapidement, généralement en parallèle, ce qui prend de deux à trois semaines par turbine, y compris la mise en service. La durée de vie comptable d'un parc éolien est généralement de 20 ans.

## 2.3. Énergie marine

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de l'énergie marine ?**

*L'énergie marine est une forme d'énergie hydraulique qui transforme l'énergie des marées et des vagues en électricité ou en une autre forme utile d'énergie.*

*Les turbines marémotrices tirent leur énergie des courants marins selon un procédé similaire à celui employé par les éoliennes pour tirer de l'énergie du vent. Comme l'eau a une densité 800 fois plus élevée que l'air, un seul générateur peut fournir une grande quantité d'électricité malgré le fait que le courant des marées n'est pas très rapide (comparativement à la vitesse du vent).*

*Pour extraire l'énergie houlomotrice, on capte le mouvement des vagues à l'aide d'appareils semblables à des structures flottantes, qui transforment le mouvement de la houle en énergie mécanique ; cette énergie est ensuite convertie en électricité et transmise vers le littoral sur une ligne de transport submergée.*

### 2.3.1. Filière marémotrice

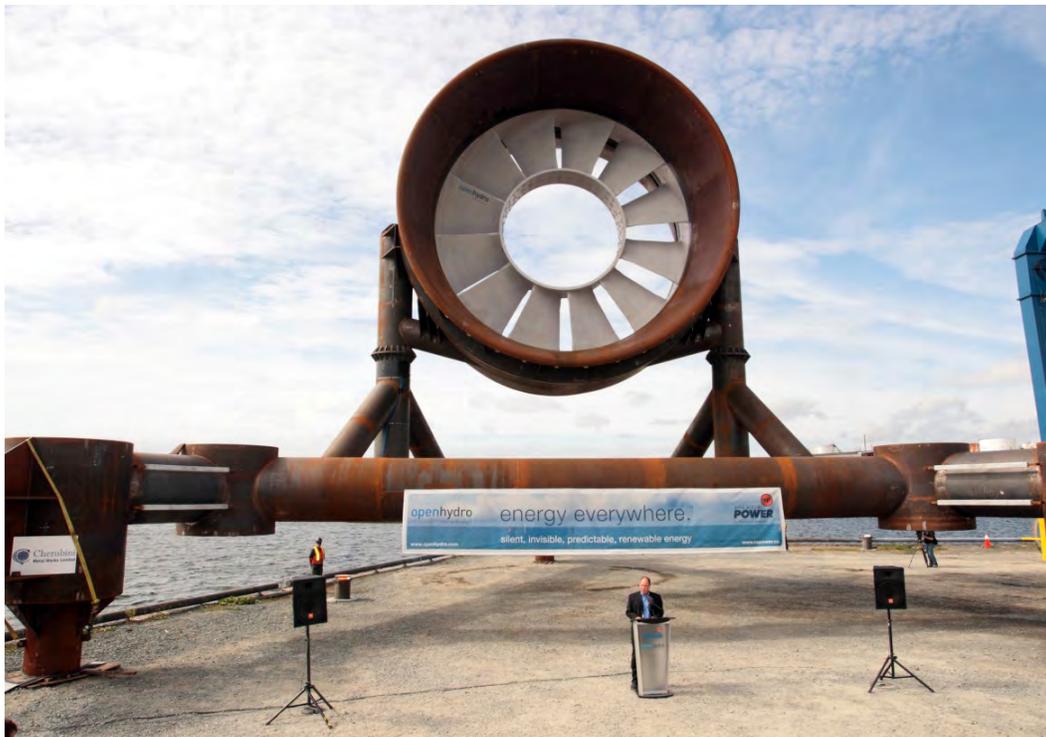
Les courants de marée sont des mouvements de l'eau causés par la hausse et la baisse des marées, la salinité, la température et la topographie sous-marine. L'énergie cinétique des courants peut être transformée en électricité par des hydroliennes sur axe horizontal ou vertical. Cette méthode gagne en popularité en raison de son coût peu élevé et de son faible impact sur l'environnement lorsqu'on le compare à celui des barrages marémoteurs.

Pour les besoins de ce PIR, on a évalué l'installation d'une centrale marémotrice de 50 MW dans la région de la baie de Fundy.

Certaines des techniques hydrocinétiques en cours d'élaboration et actuellement à l'étude figurent ci-dessous.

En novembre 2009, Emera Inc. et son partenaire en technologie marémotrice, OpenHydro, ont mené avec succès la mise en œuvre de leur première turbine marémotrice à fins commerciales dans la baie de Fundy. La turbine de 1 MW est illustrée à la figure 15.

**Figure 15 : Turbine marémotrice utilisée en Nouvelle-Écosse**



En 2016, Emera a mené avec succès la mise en œuvre de la première de ses deux turbines marémotrices dans la baie de Fundy. La turbine de 2 MW est illustrée à la figure 16.

Figure 16 : Deuxième turbine marémotrice utilisée en Nouvelle-Écosse



Cette turbine fait partie d'une installation de démonstration du Fundy Ocean Research Centre for Energy (FORCE) située dans le passage Minas de la baie de Fundy. Le FORCE offre aux promoteurs d'énergie marémotrice une installation d'observation commune, des câbles sous-marins, et un raccordement au réseau au site de démonstration préapprouvé. Le site se prête tout à fait aux activités : les profondeurs de l'eau atteignant 45 mètres à marée basse, l'absence de sédiment sur le fond rocheux du plancher océanique, les courants relativement directs, l'eau qui s'écoule rapidement (les débits de pointe excèdent 5m/sec ou 10 nœuds). Le FORCE assure également le suivi environnemental du passage Minas. En outre, le FORCE effectue des recherches pour mieux comprendre les conditions du site ; selon les estimations, il serait possible d'extraire plus de 2500 MW de ressources cinétiques.

Le FORCE abrite quatre postes d'amarrages des développeurs de l'énergie marémotrice :

- Minus Energy (avec Marine Current Turbines et Bluewater Energy Services)
- Atlantis Resources Corporation (en partenariat avec Lockheed Martin et Irving Shipbuilding)
- Cape Sharp Tidal (coentreprise d'Emera Inc. et de OpenHydro)
- Black Rock Tidal Power (Schottel étant le promoteur principal)

Au moins trois projets de centrales marémotrices à des fins commerciales sont en service dans le monde, y compris une centrale de 20 MW en Nouvelle-Écosse ; dans tous les cas, il s'agit de barrages. Toutefois, l'énergie cinétique des courants marins peut également être transformée en électricité à l'aide d'hydroliennes à axe horizontal ou vertical.

Plusieurs types de turbines sont actuellement à l'essai. Notamment :

Turbines axiales — ancrées dans le sol marin ou retenues par un câble flottant semi-submergé.

Concept similaire à celui des éoliennes installées sous l'eau. Ce type de turbine est celui pour lequel on utilise le plus grand nombre de prototypes ; on trouve également quelques applications commerciales. Chaque turbine produit généralement entre 300 kW et 1,2 MW. Cette conception est surtout utilisée en Grande-Bretagne et aux États-Unis.

**Figure 17 : Turbine marémotrice axiale typique ancrée dans le sol marin**

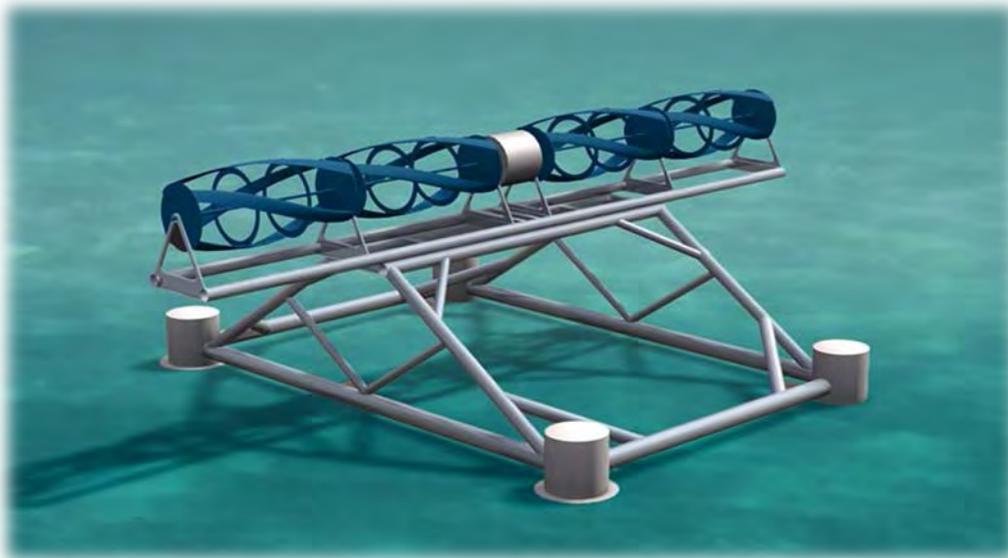


[Norwegian Environment Technology Center]

Turbine axiale à flux transversal

Cette conception ressemble à celle des turbines hydroélectriques à flux transversal, à la différence qu'elle est installée sur le fond marin. On peut déployer ces turbines à la verticale ou à l'horizontale. Elles comportent des pales hélicoïdales. On procède actuellement à la mise à l'essai à grande échelle des turbines marémotrices à flux transversal dans le cadre de projets à des fins commerciales en Corée du Sud.

**Figure 18 : Turbine marémotrice à flux transversal typique**

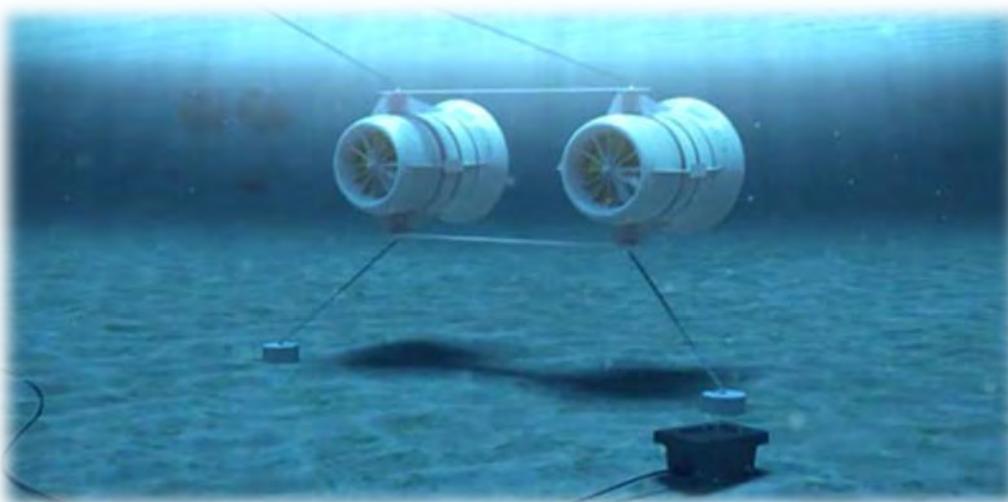


[Subsea World News]

Turbines à débit augmenté

Ce type de turbine est doté de dispositifs d'augmentation du débit (conduits ou carénages), qui augmentent la puissance incidente accessible à la turbine comparativement aux deux turbines mentionnées précédemment (axiale et à flux transversal). Des entreprises australiennes ont mené des essais commerciaux fructueux avec ce type de turbine.

**Figure 19 : Turbine marémotrice à débit augmenté typique retenue par un câble flottant semi-submergé**

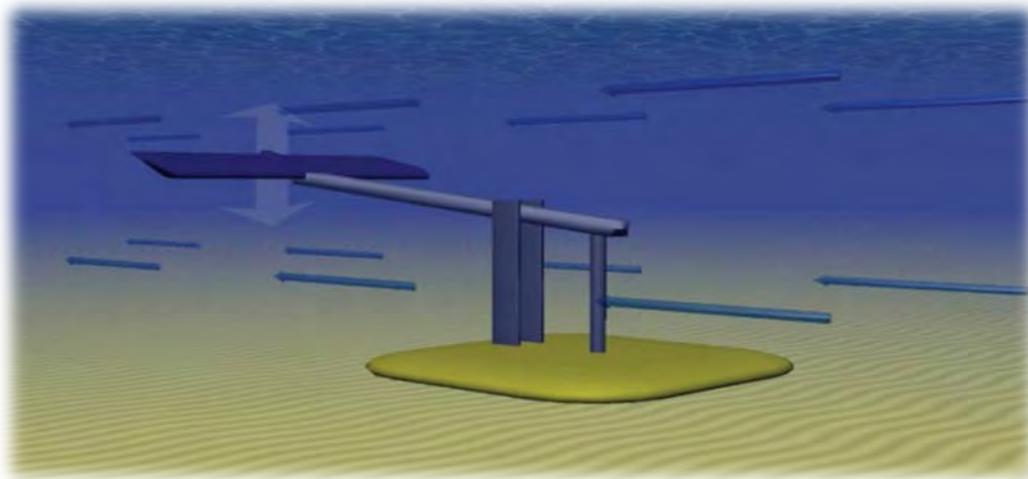


[hight3ch.com]

## Dispositifs oscillants

Au lieu de comporter des éléments pivotants, ces appareils ont plutôt recours à des profils aérofoil que le courant pousse latéralement. Ce mouvement sert ensuite à alimenter un moteur hydraulique, qui active à son tour un générateur. Des entreprises européennes mettront bientôt en service des applications commerciales de ce type de turbine.

**Figure 20 : Exemple de dispositif marémoteur oscillant**



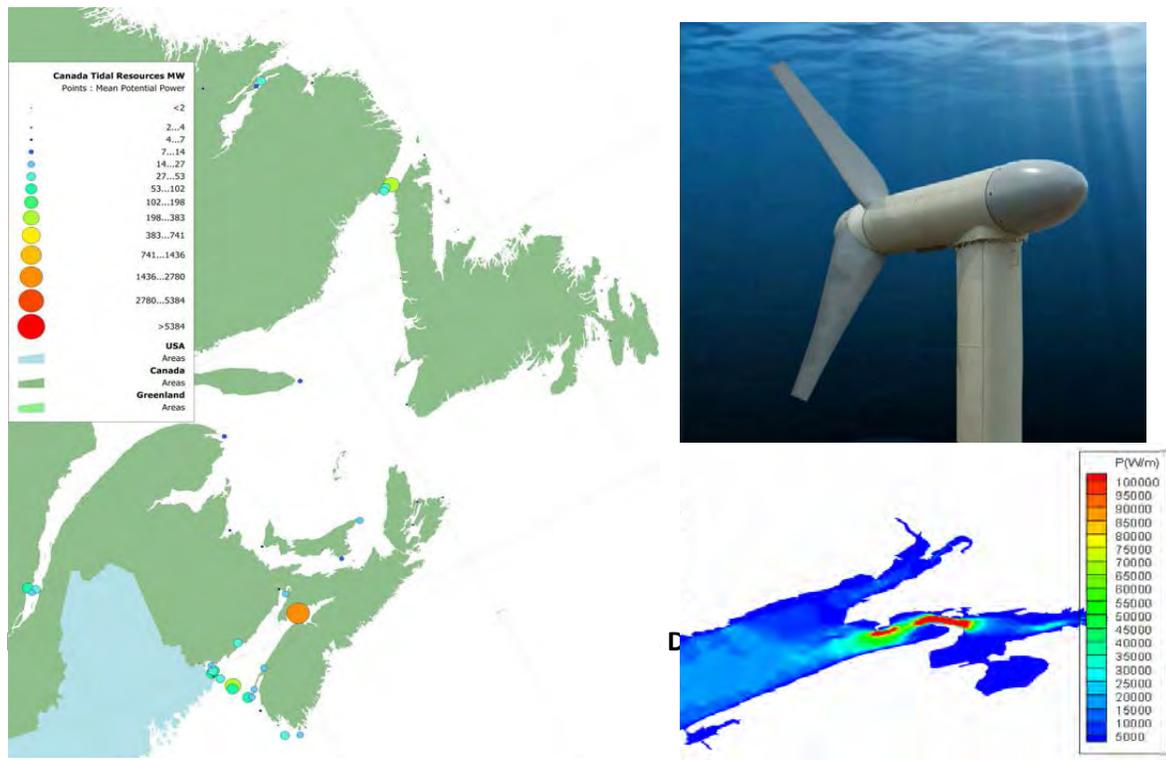
[Engineering and Technology Magazine]

Les générateurs marémoteurs sont une technologie émergente qui n'est pas encore utilisée à très grande échelle à des fins commerciales. De ce fait, aucune des turbines mentionnées ci-dessus ne peut encore être qualifiée de chef de file. Très peu d'applications en sont au stade de production à des fins commerciales. Plusieurs prototypes montrent des débuts prometteurs, et certaines entreprises vont jusqu'à faire des déclarations audacieuses qui n'ont toutefois pas été vérifiées par un tiers impartial. Comme ces prototypes n'ont pas été utilisés pour la production commerciale sur une longue période, leur rendement de référence n'a pas été établi et l'on ne dispose pas d'information fiable sur le rendement de l'investissement. Cette méthode gagne toutefois en popularité en raison de son faible coût et de son faible impact environnemental (comparativement aux barrages marémoteurs).

La Nouvelle-Écosse a entrepris un processus d'acquisition d'une filière marémotrice à des fins commerciales en vue d'une implantation dans le bassin des Mines de la baie de Fundy. Cette démarche pourra fournir de l'information intéressante pour le Nouveau-Brunswick en ce qui concerne les coûts et le rendement de l'énergie marémotrice.

Pour les besoins de cette étude, on a évalué l'installation d'une centrale marémotrice de 50 MW située en un lieu unique de la baie de Fundy.

Figure 21 : Gauche : sites potentiels de sources de courants de marée ; en haut à droite : hydrolienne à axe horizontal typique ; en bas à droite : densité de puissance marémotrice dans la baie de Fundy (W/m)



Bien que le rendement des turbines soit important, c'est le système de support et d'ancrage qui distingue les technologies et les applications les unes des autres. Ce composant a une influence marquée sur les dépenses en immobilisations et sur les dépenses d'exploitation.

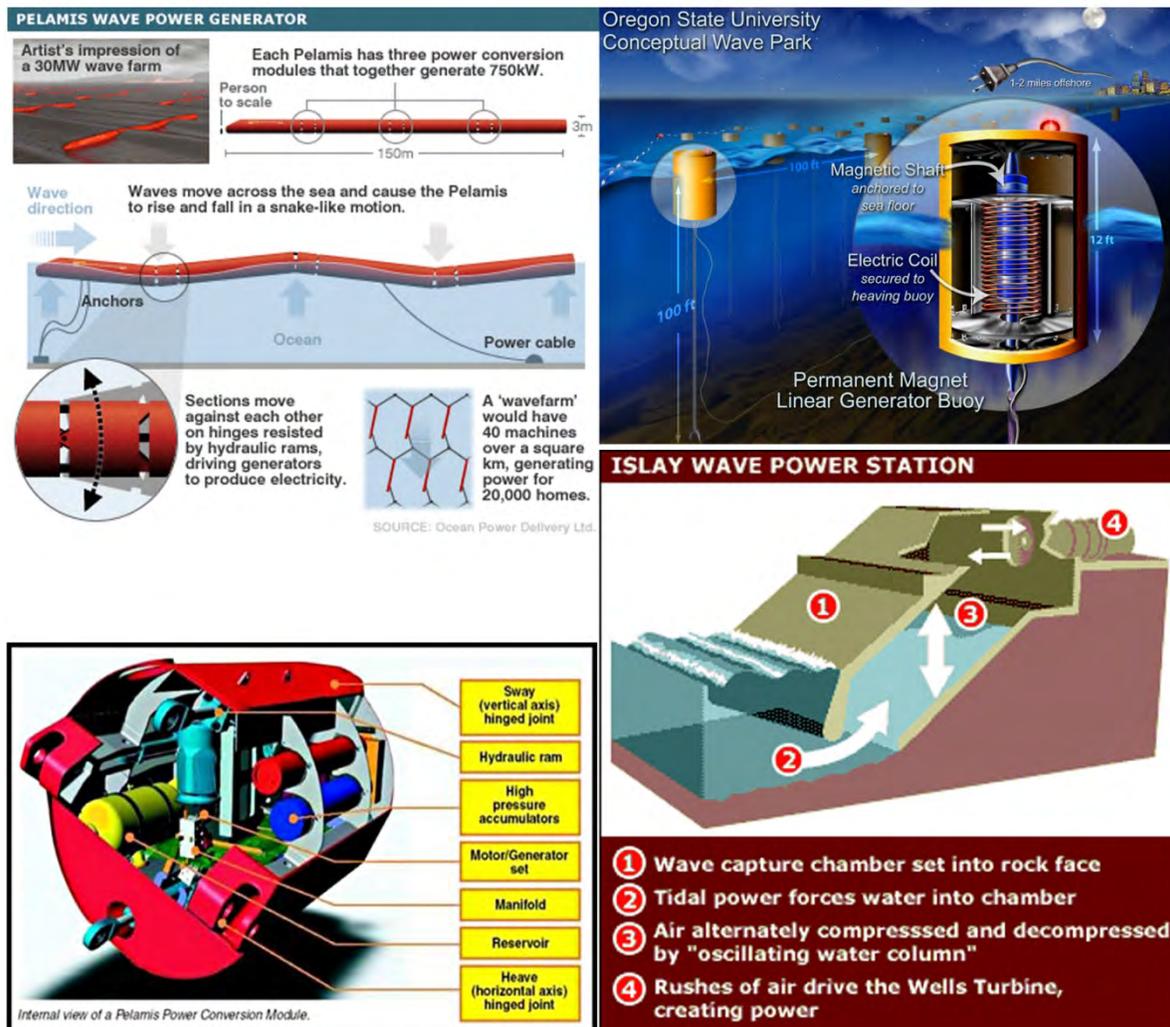
### 2.3.2. Vagues

Il existe deux catégories de dispositifs tirant de l'énergie des vagues :

- ceux situés près des côtes, ancrés de façon rigide au fond marin ou à un rivage rocheux ;
- ceux situés au large, comprenant un ou plusieurs éléments semi-flottants ou éléments oscillants flottants.

Certains avancent que la meilleure ressource houlomotrice se trouve au large des côtes étant donné le potentiel d'énergie cinétique supérieur des vagues au large.

Figure 22 : Options typiques de ressources houlomotrices



Dans le cadre de cette étude, on a estimé le coût d'une centrale houlomotrice de 10 MW ayant recours à un système d'extraction en surface (illustré à l'extrême gauche de la figure 22) situé au large des côtes. On a tenu pour acquis que l'emplacement du projet se trouverait quelque part au nord du détroit de Northumberland ; l'étude s'est fondée sur la qualité de la ressource éolienne dans cette région (puisque l'énergie houlomotrice dépend en partie de la vitesse des vents en surface).

Dans un système d'extraction en surface, le mouvement des vagues augmente la pression de l'huile hydraulique ; l'énergie de pression est ensuite transformée en électricité par l'entremise d'un moteur hydraulique spécialement conçu (en sens inverse).

Pour les coûts d'immobilisations, on s'est fondé sur la mise à l'échelle d'un projet de référence de 2,25 MW d'énergie houlomotrice situé près d'Aguçadoura, au Portugal. Les convertisseurs d'énergie houlomotrice de ce projet se trouvent à quelque 5 km de la côte. Les coûts se fondent sur 14 modules de 750 kW chacun, et couvrent la construction d'une installation portuaire permettant l'entretien.

Le poids de l'unité (environ 1 tonne par kW, sable de lest, supports flottants et huiles hydrauliques inclus) constitue une caractéristique importante. Chacun des modules pèse environ 750 tonnes. Comme les huiles hydrauliques utilisées dans le système sont biodégradables, aucun système de confinement extérieur n'est requis.

On estime que les coûts d'un projet de centrale houlomotrice varient de -25 pour cent à + 75 pour cent par rapport au coût de base. L'extraction de l'énergie houlomotrice est tributaire d'une technologie précise ; chaque technique s'accompagne de sa propre méthode de collecte, propose des caractéristiques propres au site et a des coûts qui y sont propres. Dans tous les cas, on considère que ces techniques en sont au stade précommercial.

Les coûts d'exploitation et d'entretien liés à l'équipement houlomoteur peuvent varier énormément en fonction de la technologie employée, de la distance du littoral et de l'intensité des vagues. Les coûts d'exploitation seraient toutefois inférieurs à ceux de l'équipement marémoteur puisque, dans le cas de l'équipement houlomoteur, on n'a pas besoin de plongeurs pour procéder aux activités d'inspection et d'entretien. Pendant l'entretien, on détache les câbles qui retiennent les dispositifs de suivi en surface et on les transporte vers l'installation portuaire. En général, l'équipement houlomoteur est de conception modulaire de sorte qu'on puisse rapidement détacher et replacer les modules sans avoir recours à des grues ou à des bateaux de grande taille.

Le délai d'exécution du projet pour un convertisseur d'énergie houlomotrice en surface serait d'environ 12 à 18 mois, selon la capacité de la centrale. Les modules sont mis en service séparément en bord de quai, assemblés, puis remorqués jusqu'au site, où on effectue un dernier test. Ce processus prendrait entre quatre et six semaines. On estime que cette centrale houlomotrice aurait une durée de vie comptable d'au moins 20 ans ; or, les technologies actuelles ne fournissent aucune garantie à cet égard. Encore une fois, tout dépend grandement de la technologie utilisée, de l'environnement marin et des conditions d'exploitation auxquelles l'équipement est exposé, de même que du calendrier d'entretien.

## 2.4. Centrale mixte électrocalogène (production combinée de chaleur et d'électricité)

### 2.4.1. Biomasse

#### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de la biomasse ?**

*La biomasse est une matière biologique provenant directement des plantes. Elle est produite au cours de la photosynthèse, procédé employé par les plantes pour convertir l'énergie du soleil en énergie chimique. Cette énergie chimique peut ensuite être extraite de la biomasse par un procédé de combustion, afin de produire de l'énergie qui pourra alors être utilisée sous forme de chaleur ou d'électricité. La production combinée de vapeur et d'énergie constitue l'option optimale lorsqu'on a recours à la biomasse.*

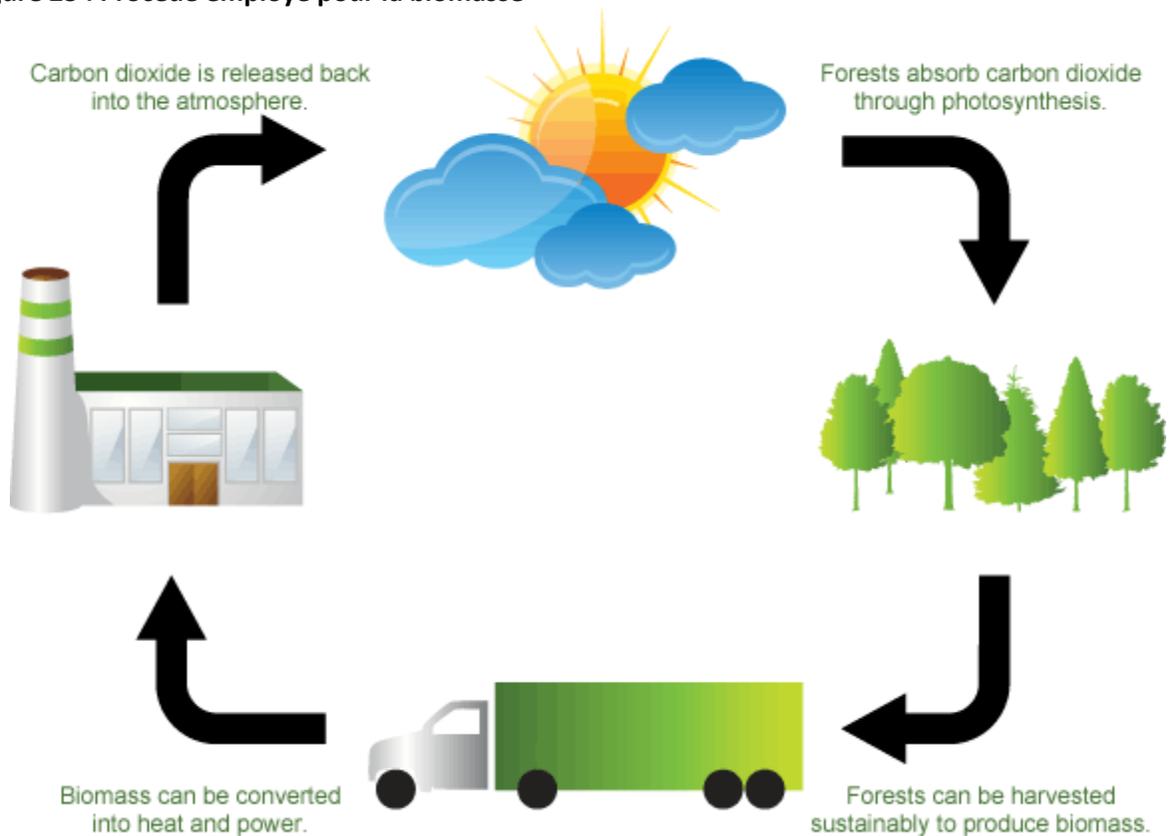
Cette option de production compte une centrale mixte électrocalogène alimentée à biomasse à feu direct ayant une puissance électrique nette de 10 MW. Ce genre de centrale pourrait fournir une puissance thermique de 17 MW à une usine adjacente de réutilisation de la vapeur. Cette centrale comprendrait un foyer à combustion avec grille, un filtre à manche et une turbogénératrice à condensation avec extraction contrôlée pour l'alimentation en vapeur. Le système de refroidissement du condensateur comprendrait une tour de refroidissement à tirage mécanique multicellulaire.

On présume que la source de biomasse consisterait en des déchets de bois ayant un pouvoir calorifique brut de 6 800 Btu par livre (15 788 kJ par kg) et une teneur en eau de 50 pour cent. On présume également que l'on s'approvisionnerait à l'échelle locale en déchets ligneux, livrés par des camions tirant des remorques à fond mobile. Le site comprend une zone de manutention et de préparation du bois (tri et broyage). On se fonde, pour la configuration de la centrale, sur un cycle de Rankine sans postcombustion, avec cycle de réchauffement léger de l'eau d'alimentation et conditions modérées de la vapeur principale (750 psig/750 F).

La capacité de la centrale en mode non cogénérateur (sans réutilisation de la vapeur) passerait à 14 MW. Comme on n'a pas trouvé d'usine de réutilisation de la vapeur dans le cadre de cette étude, on a initialement présumé que l'option évaluée serait un mode non cogénérateur. Cela nous indique également le classement de cette option d'approvisionnement, si l'on présume qu'il s'agit de production d'électricité uniquement. Il y aurait amélioration des facteurs économiques si l'on envisageait l'ajout d'une usine de réutilisation de la vapeur, puisque cela augmenterait le rendement technique du système.

La bioénergie ne contribue pas au changement climatique, contrairement à l'énergie tirée des combustibles fossiles comme le charbon, le mazout et le gaz naturel. Le carbone stocké dans la biomasse au fil de sa croissance fait déjà partie de l'atmosphère. Contrairement aux combustibles fossiles, qui extraient le carbone de son stockage géologique, la bioénergie n'ajoute aucun carbone au cycle actif du carbone. Les émissions de carbone provenant des installations bioénergétiques auraient de toute façon été relâchées dans l'atmosphère d'une autre façon, par un autre mécanisme, comme la décomposition naturelle, ou encore par une autre méthode d'élimination, notamment la combustion à ciel ouvert. Le contrôle avancé des émissions provenant d'une centrale de bioénergie réduit de façon marquée la quantité d'autres émissions, notamment la matière particulaire.

Figure 23 : Procédé employé pour la biomasse



La bioénergie est considérée comme une technologie « à émission nulle de gaz à effet de serre » par la Regional Greenhouse Gas Initiative RGGI du nord-est des É.-U. et par le système communautaire d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne.

Les coûts totaux du projet ont été estimés selon une méthodologie des coûts pondérée utilisant des données internes fournies par Hatch et selon de récents devis de fournisseurs pour une chaudière à bois.

Les coûts fonctionnels de cette centrale couvrent le personnel d'exploitation et d'entretien ainsi que le personnel administratif et de gestion. Pour respecter les exigences minimales en matière de gestion, d'exploitation et d'entretien dans une centrale de cette taille, on aurait besoin d'au moins 20 employés.

Le délai d'exécution pour un projet de cette envergure se situerait entre 30 et 36 mois à compter du début de la phase d'ingénierie et jusqu'à la date de mise en service commerciale. On n'a pas inclus les attributions de permis dans les délais indiqués ci-dessus. Cette centrale de biomasse aurait une durée de vie comptable de 25 ans.

## 2.4.2. Piles à combustible

### Comment gène-t-on de l'électricité à l'aide de piles à combustible ?

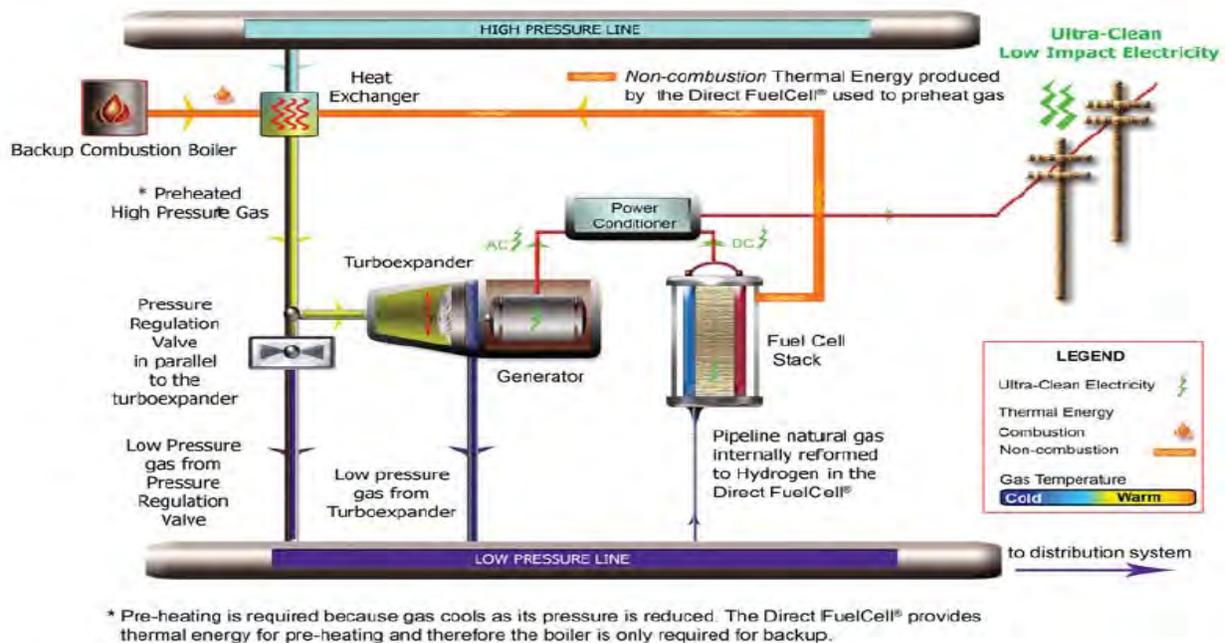
Les piles à combustible fonctionnent par catalyse ; celle-ci permet la fission des électrons et des protons de la source de combustible et force les électrons à se déplacer dans un circuit, ce qui les transforme en électricité. En général, les déchets produits par ce procédé sont de simples composés comme l'eau et le dioxyde de carbone. Les piles à combustible diffèrent des piles électrochimiques conventionnelles en ce qu'elles se servent d'un combustible externe, comme le gaz naturel ou l'hydrogène.

On installe généralement des piles à combustible stationnaires dans des installations industrielles ou dans des établissements qui peuvent consommer à l'interne l'énergie et la chaleur générées. Il s'agit d'une technologie de production combinée de chaleur et d'électricité, l'efficacité de la conversion électrique dépassant 40 pour cent. La charge thermique peut être la production de chauffage ambiant ou industriel, ou encore la production de chaleur pour alimenter un système de refroidissement à absorption.

La construction de la Maritimes & Northeast Pipeline, en 1999, a fourni aux utilisateurs finaux du Nouveau-Brunswick, qui avaient l'intention de bonifier leurs centrales, l'option d'utiliser le gaz naturel, qui constitue par ailleurs la matière première employée par les deux technologies de piles à combustible les plus populaires actuellement sur le marché. Des piles à combustible ont également été installées dans des usines de traitement des eaux usées fonctionnant au gaz digesteur ainsi que comme source d'alimentation de réserve dans des centres de données et de télécommunications.

La figure 24 illustre l'installation d'une pile à combustible dans le but de produire de l'électricité et de la chaleur dans une station de détente de gaz où l'on rétablit la pression du gaz par l'entremise d'une réduction de pression entre les canalisations principales et celles utilisées pour la distribution.

Figure 24 : Application recourant aux piles à combustible



Pour les besoins de cette étude, on a estimé les coûts d'immobilisations pour une centrale de 1 MW. Ces coûts se fondent sur un approvisionnement de modules de piles à combustible (4 x 250 kW) à carbonate fondu auprès de FuelCell Energy. Les centrales produisant de l'énergie à des fins commerciales peuvent aussi utiliser une autre technologie : la pile à acide phosphorique (produite par UTC Power). Une centrale de 1 MW employant cette dernière technologie compterait cinq modules PureCell 200 d'UTC Power.

Un des avantages de cette technologie par rapport à celle à carbonate fondu, c'est qu'elle ne requiert pas un apport continu en eau (qu'il faudrait déminéraliser en plus).

On a tenu pour acquis que le gaz naturel, à une pression adéquate (<0,1 bar [g]), serait accessible en vue de soutenir l'exploitation de la centrale à une charge de base sans pour autant disposer de précompresseurs à gaz sur place.

Un certain nombre de facteurs influencent l'exactitude de l'estimation des coûts d'immobilisations, Notamment le coût du matériel, les coûts associés à la configuration d'une interface avec les systèmes électriques et de distribution de la chaleur à l'emplacement principal. La qualité du combustible et le conditionnement nécessaire du combustible peuvent également varier d'un endroit à un autre et selon le continent, mais les exigences seraient pratiquement les mêmes, quel que soit le site choisi au Nouveau-Brunswick (ces exigences n'ont pas été déterminées avec précision pour cette étude).

Dans le cadre de cet examen des coûts et des technologies, on a choisi la pile à carbonate fondu pour les raisons suivantes :

- rendement supérieur en matière de production d'énergie (consommation spécifique de chaleur plus faible) ;
- température accrue du gaz résiduaire, de l'ordre de 370 °C (peut être utilisé dans une plus grande variété de systèmes de chauffage) ;
- coûts d'immobilisations inférieurs prévus par rapport aux coûts de la pile à acide phosphorique ;
- expérience d'implantation au Canada (Enbridge).

En général, les centrales aux piles à combustible exigent peu ou pas de travaux préliminaires en raison de leur faible empreinte écologique. La plupart des installations dont la capacité se situe entre 200 kW et 1 MW se trouvent sur le terrain ou dans l'espace de stationnement de l'utilisateur final ; elles peuvent également être installées sur le toit. Une ventilation additionnelle s'impose pour les piles à combustible situées à l'intérieur (ce qui n'a pas été pris en compte dans le profil des coûts). Des coûts supplémentaires sont associés à tous les types de piles à combustible, notamment un dispositif de récupération de chaleur, des tuyaux reliant le système à un puits thermique et une petite installation pour l'azote (en bouteilles ou sous forme liquide — pour la mise en service —, de même qu'un catalyseur de désulfuration de remplacement). Comme les piles à combustible ne peuvent pas démarrer « à froid », elles doivent être alimentées par une connexion électrique ou par une génératrice au diesel.

Il faut trois jours pour que les piles à combustible se réchauffent. On les conserve habituellement en secours semi-automatique lorsqu'on éteint leur production d'énergie. Pendant le démarrage, la pile à combustible reçoit une alimentation arrière (environ 50 kW) en énergie du service public. Les centrales à piles à combustible sont généralement exploitées sans surveillance. Les réactifs servant au traitement de l'eau et associés à la technologie du carbonate fondu doivent faire l'objet d'un remplissage et d'une surveillance système périodiques. Les fournisseurs de piles à combustible offrent des ententes de services comprenant une surveillance à distance.

Les autres matières consommables de la centrale sont des catalyseurs pour la désulfuration et la conversion à la vapeur d'eau (faisant partie du reformage), qui doivent être remplacés environ tous les trois ans, selon le contenu en sulfure du combustible et de l'utilisation qui en est faite.

Le délai d'approvisionnement du projet serait d'environ neuf à douze mois après réception de la commande. Si l'on compte les études initiales et les travaux de génie préliminaires, la mise en œuvre du projet prendrait environ deux ans. À ce jour, au Canada, un projet à des fins commerciales a été mis sur pied par FuelCell Energy (FCE), ce qui signifie, du point de vue de l'instauration du projet, que les problèmes liés aux codes et aux normes canadiennes ont été réglés (dans ce cas-ci, le produit est la pile à combustible de 1,4 MW de la série 1500 de FCE, servant à récupérer l'énergie de pression des pipelines de gaz conçues en collaboration avec Enbridge – illustrée à la figure 25). Le délai de construction et de mise en service serait d'environ deux mois.

Le remplacement de l'assemblage de piles à combustible (la membrane) tous les cinq ans constitue le principal remplacement de biens de production tout au long du cycle de vie du projet, et ce, à près du tiers du coût de l'équipement d'origine.

Cette centrale de piles à combustible aurait une durée de vie comptable d'environ vingt ans. Parmi les profils de centrales commerciales examinées (celles de 200 kW et plus), la durée d'exploitation maximale était de près de dix ans. Les cycles de vie des reformeurs à vapeur dépassent couramment les vingt ans (grâce au remplacement périodique des catalyseurs et des tubes du reformeur) puisque les pièces mobiles sont très peu nombreuses.

Comme il a déjà été mentionné, le remplacement de l'assemblage est un enjeu majeur durant le cycle de vie du projet. UTC Power l'a plus ou moins réglé avec son modèle de 400 kW lancé récemment (vers la fin de 2008), dont la durée de vie utile de l'assemblage est de dix ans, comparativement au modèle de FuelCell Energy, qui est de cinq ans (et c'est de ce dernier chiffre dont on s'est servi pour la présente étude). UTC Power ne possède aucune installation de piles à combustible au Canada.

**Figure 25 : Installation de piles à combustible (4 modules de 250 kW) de FuelCell Energy dans une brasserie**



### 2.4.3. Microturbines

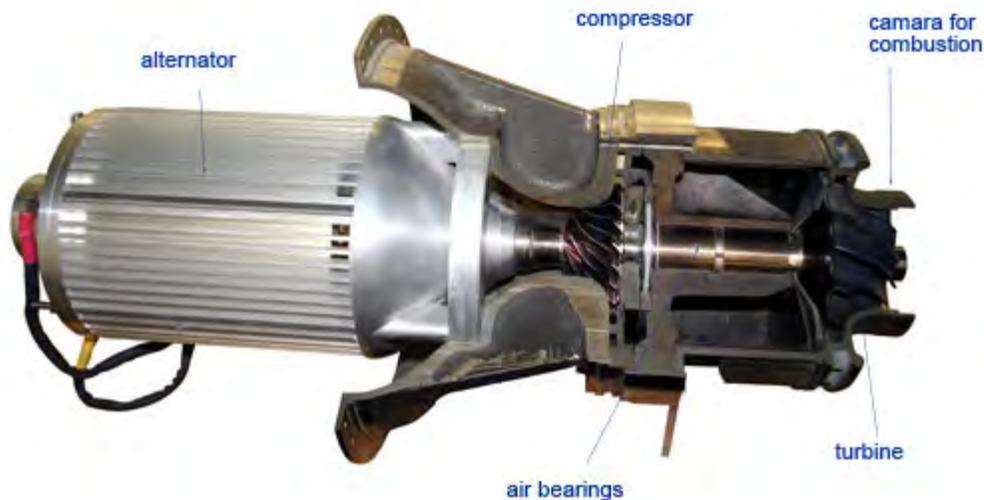
#### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de microturbines ?**

*Une microturbine est une version miniature d'une turbine à combustion. On y brûle un mélange d'air et de gaz dans une chambre de combustion ; l'écoulement gazeux qui en résulte est dirigé vers les lames d'une turbine, lesquelles font pivoter un arbre. L'arbre pivotant est relié à un générateur électrique qui convertit le mouvement de rotation de l'arbre en énergie électrique.*

On se sert des microturbines dans des contextes à créneau où une production combinée de chaleur et d'électricité s'impose ; ces microturbines servent principalement de ressources de production décentralisée. L'option de production évaluée dans la présente étude est une microturbine à puissance nominale de 1 MW alimentée au gaz naturel. On pourrait envisager plusieurs installations dans les collectivités ou entreprises où le gaz naturel est accessible.

On considère que la puissance des microturbines de type armoire se situe généralement dans une fourchette de 60 à 500 kW ; ce type de microturbine est offerte par plusieurs fabricants, notamment Allied Signal Power Systems, Bowman Power Systems, Capstone Turbine, Elliot Energy Systems, NREC (Ingersoll-Rand) et Turbec (Volvo/ABB). Dans le cadre de la présente étude, on tient pour acquis que la centrale compte une unité de 1 MW comme celles fabriquées par Capstone. Important fabricant du domaine des microturbines.

**Figure 26 : Une microturbine type**



Le système peut fonctionner en mode réseau ainsi qu'en mode isolé. Comme elle produit peu d'émissions, comporte peu d'exigences d'entretien et est d'une grande fiabilité, la microturbine convient parfaitement à des contextes d'écrêtement de la demande de pointe et d'alimentation de secours ainsi que dans des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité à petite échelle. On a estimé le rendement moyen du site en fonction d'une élévation de huit mètres au-dessus du niveau moyen de la mer (AMSL) et d'une température annuelle moyenne de 5,5 °C.

Les mesures de contrôle des émissions post-combustion n'ont pas été prises en considération (p. ex. le catalyseur du monoxyde de carbone [CO] ou des oxydes d'azote [NOx]) puisque les émissions de nombre de microturbines n'atteignent pas neuf ppm de NOx (pour 15 pour cent d'oxygène moléculaire [O2]) (c'est moins de 0,49 lb par MWh) à pleine charge.

On a tenu pour acquis que le gaz de pipeline, à une pression adéquate (6 bar [g]), serait accessible en vue de soutenir l'exploitation de la turbine à combustion à une charge de base sans pour autant disposer de précompresseurs à gaz sur place.

Les coûts de base totaux du projet ont été estimés selon une méthodologie des coûts pondérée utilisant des données internes fournies par Hatch et selon de récents devis de fournisseurs pour le matériel principal.

Les coûts d'opération et d'entretien variables qui ne sont pas liés aux combustibles ont été estimés en fonction des rapports techniques produits par l'Electrical Power Research Institute (EPRI). Les coûts s'appuyaient sur des troussees d'entretien complètes offertes par des conditionneurs de microturbines et comprenaient toutes les pièces et la main-d'œuvre.

Le délai d'approvisionnement du projet serait d'une année. Cette centrale de microturbines aurait une durée de vie comptable de vingt-cinq ans.

## 2.5. Combustion de biomasse en lit fluidisé bouillonnant

### ***Comment génère-t-on de l'électricité par la combustion de la biomasse en lit fluidisé bouillonnant ?***

*Un lit fluidisé permet de suspendre, pendant le processus de combustion, des combustibles solides, comme la biomasse, sur des jets d'air montant. Il en résulte un mélange par turbulence de matières à l'état gazeux et solide. Le culbutage, très semblable au bouillonnement d'un fluide, permet des réactions chimiques et un transfert de chaleur des plus efficaces. La chaleur produit de la vapeur, qui vient alimenter une turbine reliée à un générateur, qui à son tour produit de l'électricité.*

Cette option de production s'applique à une centrale thermique de combustion de la biomasse en lit fluidisé bouillonnant à puissance nominale de 50 MW. La centrale de référence serait constituée d'un modèle individuel, utilisant une chaudière dotée de la technologie de combustion en lit fluidisé bouillonnant et d'un générateur à turbine à condensation. La centrale transformerait environ 2 000 tonnes de bois par jour.

On présume que l'emplacement de la centrale serait une zone verte longeant le littoral et ayant une élévation de six à huit mètres au-dessus du niveau de la mer. La centrale utiliserait un système de refroidissement à passage unique à l'eau de mer. Le combustible de la centrale serait vraisemblablement des matières ligneuses à contenu humide maximal de 50 pour cent et à valeur calorifique de 6 800 BTU par livre (15 788 kJ par kg) (PCS). On présume également que l'on s'approvisionne à l'échelle locale en déchets ligneux, qui sont livrés par des camions tirant des remorques à fond mobile. Le site comprend une zone de manutention et de préparation du bois (tri et broyage).

Le processus de combustion en lit fluidisé bouillonnant et les mesures de contrôle ne produisent que peu d'émissions de NOx et de CO. Les émissions de sulfure sont gérées par le recours aux matières

biologiques à faible teneur en sulfure. On ne prévoit pas devoir adopter des mesures de contrôle des émissions post-combustion ; celles-ci ne sont donc pas comprises dans le présent document.

Les coûts totaux du projet ont été estimés selon une méthodologie des coûts pondérée utilisant des données internes issues de projets récents. L'estimation reflète une stratégie de contrat ingénierie, approvisionnement et gestion de construction (IAGC). Le coût total du projet ne comprend pas les coûts du propriétaire.

Le coût de la centrale comprend une chaudière de combustion en lit fluidisé bouillonnant, un générateur à turbine à vapeur ainsi que la totalité de l'équipement périphérique et de servitude requis pour le cycle thermique. Le projet comprend aussi un transformateur élévateur pour générateur, un poste extérieur, une usine de traitement des eaux, l'équipement servant à la manutention de la biomasse depuis le point de déchargement des camions jusqu'au bâtiment des chaudières, dont une zone de stockage de la biomasse, un empileur et un système de récupération. Il comporte de plus des systèmes ciblant les combustibles liquides légers et lourds pour l'allumage et le réchauffement, dont les aires de stockage, ainsi que des installations servant à l'administration et à l'entretien.

La société Hatch a avancé les hypothèses suivantes :

- l'électricité provenant du réseau de distribution d'électricité sera accessible pour faire démarrer la centrale ;
- la centrale aura accès à de l'eau de mer issue des profondeurs, ce qui nécessitera un court apport en eau refroidissant et une décharge ;
- la livraison de la biomasse se fera par camion ;
- la centrale aura accès à de l'eau fraîche pour remplacer l'eau utilisée pendant le cycle et d'autres besoins en eau ;
- le combustible liquide sera livré par camion.

**Figure 27 : Centrale à combustion de la biomasse en lit fluidisé bouillonnant de 50 MW située en France**



## 2.6. Déchets urbains solides

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de déchets urbains solides ?**

*Les usines de valorisation énergétique des déchets brûlent les déchets urbains solides afin de produire de l'électricité ou de la chaleur. À l'usine, les camions à ordures déchargent les déchets urbains solides, qui sont ensuite déchiquetés ou traités afin d'en faciliter la manutention. Les déchets sont ensuite brûlés dans une chambre de combustion. La chaleur générée par la combustion des déchets est utilisée pour produire de la vapeur, qui fait tourner une turbine pour produire de l'électricité.*

Cette option de production s'applique à une centrale thermique de combustion des déchets urbains solides à puissance nominale de 50 MW. La centrale de référence serait composée d'un modèle trois pour un, utilisant trois brûleurs de déchets et un générateur à turbine à condensation. La centrale transformerait environ 2 000 tonnes de déchets par jour.

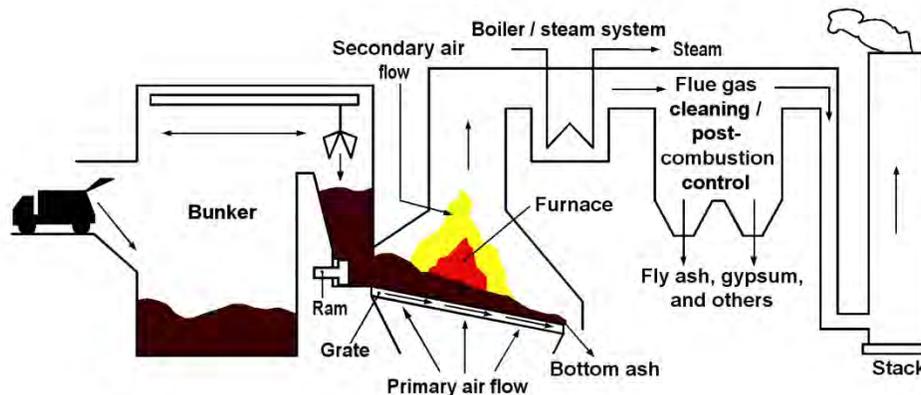
On présume que l'emplacement de la centrale serait une zone verte longeant le littoral et ayant une élévation de six à huit mètres au-dessus du niveau de la mer. La centrale utiliserait un système de refroidissement à passage unique à l'eau de mer. Les déchets de la centrale auraient vraisemblablement une valeur calorifique de 5 300 BTU par livre (12 305 kJ par kg).

Le coût de la centrale comprend trois chaudières de combustion de déchets urbains solides, un générateur à turbine à vapeur ainsi que la totalité de l'équipement périphérique et de servitude requis pour le cycle thermique. Le projet comprend aussi un transformateur élévateur pour générateur, un poste extérieur, une usine de traitement des eaux, l'équipement servant à la manutention des déchets depuis le point de déchargement des camions jusqu'au bâtiment des chaudières, des systèmes ciblant les combustibles liquides légers et lourds pour l'allumage et le réchauffement, dont les aires de stockage, ainsi que des installations servant à l'administration et à l'entretien.

Hypothèses :

- l'électricité provenant du réseau de distribution d'électricité sera accessible pour faire démarrer la centrale ;
- la centrale aura accès à de l'eau de mer issue des profondeurs, ce qui nécessitera un court apport en eau refroidissant et une décharge ;
- la livraison des déchets se fera par camion et des dispositions de déchargement ont été envisagées ;
- la centrale aura accès à de l'eau fraîche pour remplacer l'eau utilisée pendant le cycle et d'autres besoins en eau ;
- le combustible liquide sera livré par camion.

Figure 28 : Usine de combustion des déchets urbains solides



## 2.7. Énergie solaire photovoltaïque

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de l'énergie solaire ?**

*L'énergie solaire peut prendre deux formes : photovoltaïque ou thermique. Le rayonnement solaire incident (parfois appelé « insolation » pour faire plus court) peut être converti directement en électricité, à l'aide de piles photovoltaïques.*

L'insolation comporte en fait un rayonnement direct (entre le soleil et le point d'intérêt) et un rayonnement diffus, provenant de toutes les directions après dispersion par l'atmosphère ou redirigé par la couverture nuageuse. L'insolation totale varie en fonction de l'heure de la journée (le sommet est atteint au milieu de la journée) et également selon la saison, l'angle du soleil dans le ciel atteignant son point culminant au solstice d'été. Outre la variabilité quotidienne et saisonnière, il s'agit d'une source d'énergie intermittente, principalement en raison de la masse atmosphérique et de la couverture nuageuse.

La figure 29 présente le potentiel photovoltaïque quotidien moyen par année au Nouveau-Brunswick. La figure 30 résume la ressource solaire utile moyenne au cours d'une année type pour trois villes de la province. Les données présentées sur la carte et dans le tableau ont été recueillies auprès de Ressources naturelles Canada.

Figure 29 : Potentiel photovoltaïque du Nouveau-Brunswick

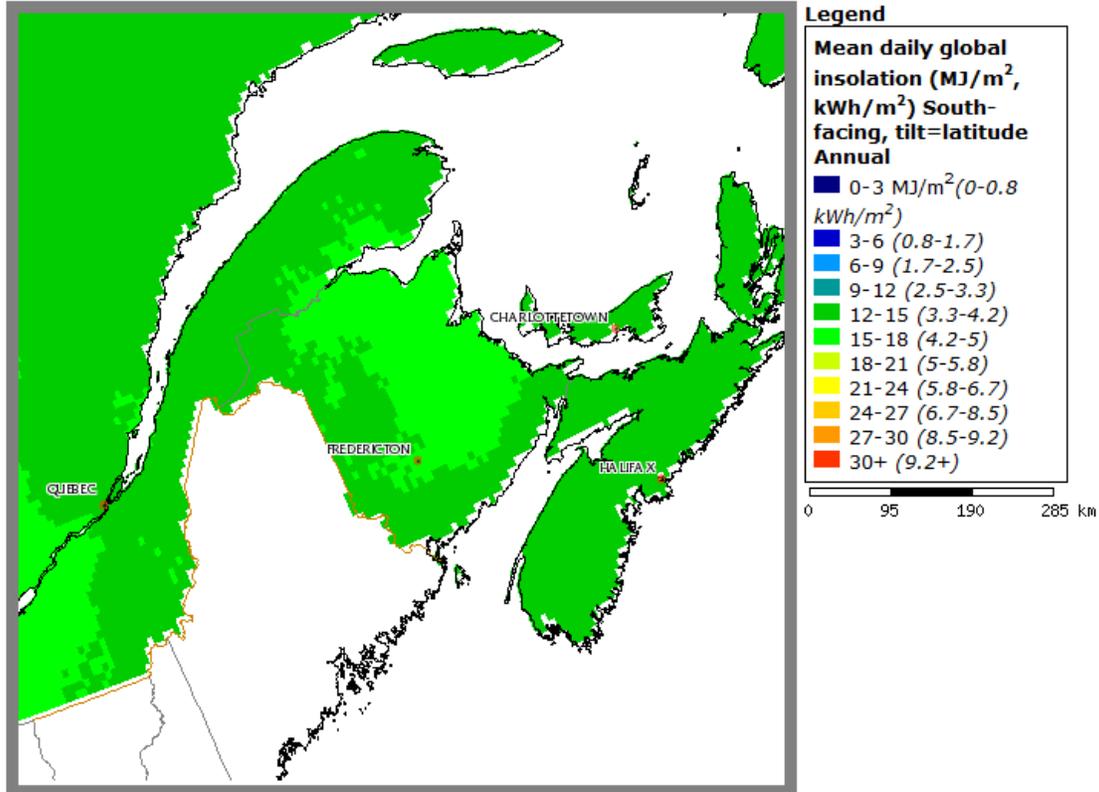


Figure 30 : Potentiel photovoltaïque dans trois villes du Nouveau-Brunswick

Ville	Exposition vers le sud = Ressource Solaire (Latitude)
Fredericton	1 530 kWh/m2/année
Saint John	1 510 kWh/m2/année
Miramichi	1 560 kWh/m2/année

Le rayonnement solaire incident peut être converti directement en électricité, à l'aide de piles photovoltaïques, ou indirectement (par la conversion préalable de l'énergie rayonnante en énergie mécanique par des moyens thermiques).

Les panneaux (ou « modules ») photovoltaïques peuvent convertir deux types de rayonnement incident en électricité; ils peuvent donc produire de l'électricité même pendant des périodes où il y a un rayonnement diffus (ciels nuageux). Ces modules sont dotés d'un matériel semi-conducteur en silicium qui permet de convertir le rayonnement solaire directement en électricité (courant continu). L'utilisation la plus courante de la technologie à piles solaires consiste à regrouper des piles en silicium monocristallin ou polycristallin pour créer des panneaux. Un panneau est habituellement composé de 60 à 72 piles fixées sur une surface de verre à l'aide d'époxy et laminées grâce à un revêtement de plastique. Le silicium monocristallin est la technologie photovoltaïque la plus éprouvée. Les piles sont faites de cristaux uniques coupés en plaquettes. Il s'agit de la technologie la plus coûteuse et la plus

efficace : le rendement des modules peut atteindre jusqu'à 22 pour cent. Les panneaux monocristallins sont souvent utilisés dans des contextes où il y a contrainte d'espace, notamment des installations sur la toiture. Les piles de silicium polycristallin sont faites de plusieurs structures cristallines créées par la fonte du silicium dans un moule. On en forme ensuite des plaquettes. Ces piles peuvent atteindre un rendement allant jusqu'à 16 % et sont moins coûteuses que les piles monocristallines, quoique la différence des coûts est devenue moins importante ces dernières années. L'ensemble de technologies cristallines représente environ 90 pour cent du marché global des modules PV.

Les panneaux PV peuvent également être fabriqués à partir de la technologie à couches minces qui consiste à appliquer un matériel semi-conducteur directement sur un fond de verre par dépôt de vapeur. Le processus de fabrication des cellules à couche mince est moins coûteux que celui des piles cristallines. Traditionnellement, on croyait que les panneaux à couche mince étaient moins efficaces par rapport aux modules cristallins. Toutefois, de récentes innovations dans le domaine ont donné lieu à un rendement des modules jusqu'à 18 pour cent dans des conditions d'essai. Ces résultats ont été vérifiés par un tiers impartial. Bien que le module qui fonctionne à partir de cette technologie ne soit pas encore disponible sur le marché, ils sont susceptibles de faire concurrence aux technologies à base de cristallines. Les technologies de modules à couche mince ont également un meilleur rendement dans des températures élevées puisqu'elles ont un meilleur coefficient thermique. La technologie à couches minces, bien qu'elle représente environ 10 pour cent du marché mondial pour les modules PV, est très peu représentée au Canada.

Le rendement théorique des piles conçues en laboratoire augmente, mais celui des piles accessibles sur le marché n'a pas vraiment changé au cours des dernières années. Au fil du temps, à mesure que les piles conçues en laboratoire progressent vers la fabrication commerciale traditionnelle, on prévoit une amélioration de l'efficacité.

Les centrales à énergie solaire photovoltaïque sont constituées de modules photovoltaïques interreliés pour former une chaîne, les fils étant reliés en parallèle pour en faire un générateur solaire. Les fils parallèles dirigent l'alimentation en courant continu produite par les piles vers un convertisseur qui la transforme en courant alternatif, synchronisé avec le réseau. Les convertisseurs englobent l'électronique de puissance qui assure un suivi constant et qui modifie sans cesse la tension du générateur solaire afin d'optimiser la production d'énergie. Les générateurs solaires peuvent être fixés sur une structure immobile inclinée à l'angle optimal pour la production annuelle ou sur un système à un ou deux axes qui suit l'angle du soleil tout au long de la journée. Le système à axes multiples améliore le rendement énergétique annuel en raison de sa superficie d'entrée accrue et de la diminution des pertes par réflexion survenant lorsque l'angle d'incidence solaire est élevé. Or, ce type de système gonfle les coûts des investissements et des opérations et son efficacité est réduite dans les zones où le rayonnement diffus est très courant.

Selon la ressource solaire accessible au Nouveau-Brunswick, l'analyse d'investissements actuelle était fondée sur une installation solaire photovoltaïque fixée à une structure de soutien immobile et orientée dans un angle visant à optimiser la production d'énergie annuelle. Une option additionnelle est également comprise dans l'analyse. L'option représente un système à axe unique permettant la comparaison de différentes technologies de rayonnement.

Deux tailles d'installations ont été évaluées dans le cadre de la présente étude, soit 10 MW et 25 MW. Des installations de pareille envergure constitueraient habituellement une centrale photovoltaïque à grande échelle. Bien que de petites économies d'échelle soient possibles pour la centrale de 25 MW, les coûts d'immobilisations seraient essentiellement les mêmes si on calculait le rapport au kW installé.

**Figure 31 : Installation photovoltaïque de 12 MW située sur une terre arable en Allemagne**



Les estimations de coûts pour les centrales photovoltaïques sont fondées sur les données internes de Hatch et les données publiques sur les coûts de l'industrie de NREL (National Renewable Lab) aux États-Unis.

Les estimations des coûts comprennent tout, du début de la phase d'ingénierie au branchement de la centrale au réseau. Voici un résumé des hypothèses utilisées :

- La centrale photovoltaïque est reliée au réseau sans stockage dans des batteries.
- La centrale de 10 MW a recours à une structure de soutien inclinée immobile.
- La centrale de 25 MW a recours à une structure de soutien inclinée immobile.
- La centrale de 25 MW a recours à un système d'axe unique
- Les réseaux se servent d'un équilibre semblable d'équipement de centrale (onduleurs centraux, modules cristallines, etc.).

Les éléments qui suivent ont été exclus de l'estimation :

- Le coût des terrains. Les budgets pour les terrains varient de 1,8 ha (4,4 acres) par MW pour la technologie du polycristal à 2,2 ha (5,4 acres) par MW pour la technologie à système unique (comprend la superficie servant à l'entretien entre les chaînes, sans compter les zones qui ne peuvent être utilisées en raison des caractéristiques du site, comme les canaux de drainage). Les terrains que l'on propose pour les projets solaires sont habituellement déboisés.
- Ligne de transport au point de jonction et sous-station au point de jonction. Il faut noter que ces aspects peuvent varier grandement, selon la province et la capacité du réseau. En Ontario, les coûts associés aux jonctions pour des projets existants ou en cours de construction peuvent varier de 500 000 dollars à plus de 8 millions de dollars.
- Conditions géotechniques défavorables à l'installation. le coût d'installation d'une centrale solaire dépend, en partie, des aspects civils et géotechniques du site. Les installations les moins coûteuses se font dans un sol qui permet une construction utilisant à pieux battus. Les coûts d'installation peuvent augmenter si les sites comprennent un substrat rocheux près de la surface (qui pourrait nécessiter une excavation de tranchée dans la roche) ou des sols de gravier instables nécessitant des caissons.

À mesure que la production mondiale augmente et que la technologie améliore, le coût des panneaux photovoltaïques a continué de baisser. Des réductions de prix continuent également à se produire dans l'équilibre des composants de l'usine tels que les onduleurs et le suivi, car ils représentent une proportion du coût considérablement plus importante. Malheureusement, la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain a largement compensé la baisse des coûts. Dans le cadre de cette analyse, nous avons supposé un taux de change de 0,85 USD — 1,00 CAD. Ces valeurs ont été calculées à partir des estimations pour des projets d'échelle industrielle et des enquêtes à l'échelle de l'industrie sur les installations photovoltaïques aux États-Unis.

On a proposé d'augmenter la tension continue afin de réduire la taille des câbles et d'améliorer le rendement des convertisseurs. La tension normale dans la plupart des juridictions est maintenant 1 000 volts, et les tensions de 1 500 sont de plus en plus communes.

L'entretien « préventif » et « réactif » sont les deux principaux types de méthodologies liées aux coûts d'exploitation et d'entretien. L'entretien préventif comprend un régime d'activités prévues à intervalles réguliers, y compris les inspections, le nettoyage et les réparations mineures ou le remplacement d'équipement. Cette méthodologie a pour objet de prévenir des problèmes avant qu'ils ne surviennent et de réduire au minimum les visites, les réparations et les temps d'arrêt imprévus. Par ailleurs, l'entretien réactif repose grandement sur une surveillance détaillée et sur la réparation de problèmes lorsqu'ils surviennent. C'est parfois ce qu'on appelle le modèle panne-réparation. L'objectif de cette stratégie est de limiter les coûts d'entretien en ne réparant qu'au besoin.

Les coûts d'exploitation et d'entretien peuvent varier grandement d'une installation solaire à l'autre en raison de divers facteurs. Une étude menée à des fins commerciales par le NREL aux États-Unis a indiqué que ces coûts totaux variaient des 9 à 33 \$ par kW par année (NREL 2016). Pour les sites dont la taille correspond à celle mentionnée dans le présent document, on s'attend à des coûts d'exploitation et d'entretien d'environ 21 \$ par kW par année, en plus de 6 \$ par kW par année afin d'accumuler, par

amortissement, une réserve pour le remplacement des convertisseurs tous les dix ans, en raison de leur courte durée de vie comparativement à celle des panneaux solaires. Cette réserve équivaut au coût d'achat de convertisseurs assortis d'une garantie de vingt ans et à un coût de 27 \$ par kW par année pour les deux types d'installations solaires.

Certaines technologies de suivi peuvent également augmenter les coûts d'exploitation et d'entretien, mais le marché du système à axe unique a progressé vers les technologies qui ne nécessitent pas d'entretien et qui ont un système de commande entièrement fermé. Les travaux d'entretien non prévus seraient toujours nécessaires en cas de panne, mais la lubrification périodique et les autres travaux ne seraient nécessaires.

Le délai d'élaboration type, depuis la conception jusqu'à la date de mise en service (délai d'exécution), est plutôt court pour les centrales photovoltaïques. Le délai d'approvisionnement et d'installation varie selon les conditions du marché et peut prendre entre 6 et 12 mois. Si l'on compte la phase d'ingénierie, on évalue que les délais varieront de 18 à 24 mois pour les projets de 10 et de 25 MW respectivement (abstraction faite des examens environnementaux préalables et des études ciblant le branchement des installations).

On estime la durée de vie utile attendue de la centrale photovoltaïque à 30 ans. D'ordre général, les panneaux solaires comportent une garantie limitée de 25 ans en puissance de sortie, ce qui comprend une assurance de 90 pour cent de ce type de puissance pour les dix premières années et de 80 pour cent pour le reste de la période de garantie. Les fabricants affirment que c'est une garantie linéaire plutôt qu'en étapes. On s'attend à ce que les panneaux continuent de fonctionner à une puissance de sortie raisonnable pendant au moins cinq ans au-delà de la garantie indiquée.

Bien que la durée de vie utile globale de la centrale soit indiquée ci-dessus, il importe de souligner que les convertisseurs s'usent habituellement avant la fin de leur durée de vie et devront donc être remplacés ou mis au point, comme signalé auparavant. On souligne en outre que ce coût a déjà été pris en compte dans l'estimation des dépenses d'exploitation.

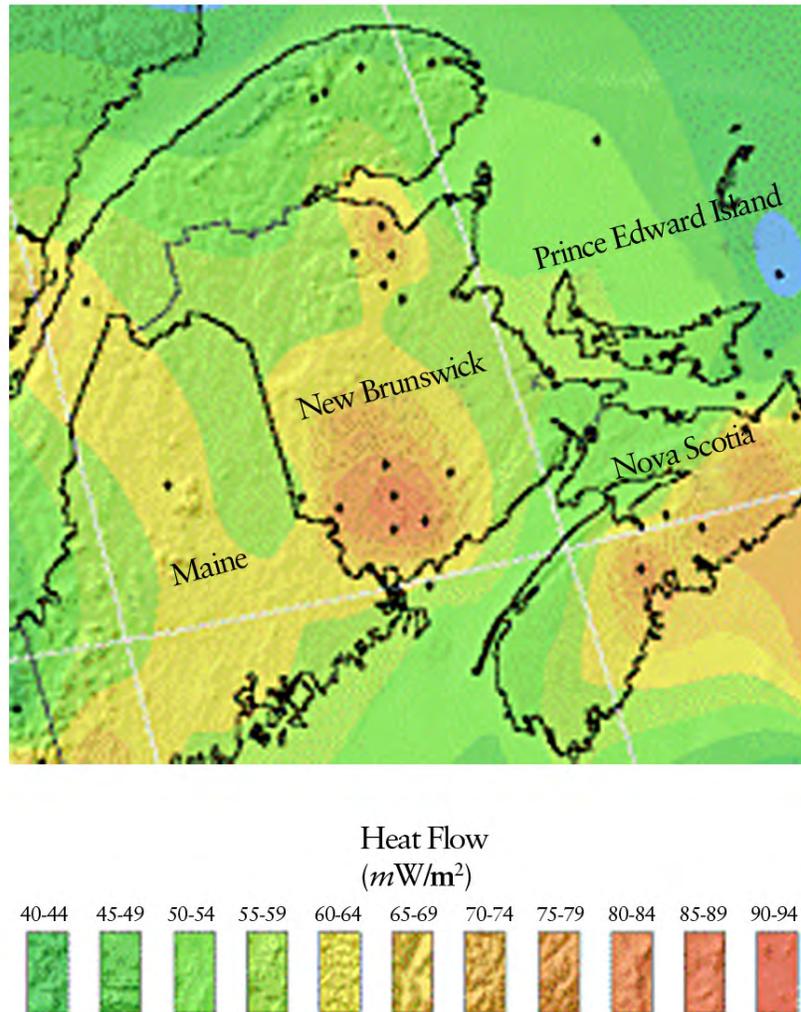
## 2.8. Système géothermique amélioré

### ***Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide d'un système géothermique amélioré ?***

*Les systèmes géothermiques améliorés propulsent de l'eau froide à haute pression dans des formations rocheuses souterraines. L'eau circule dans la roche fracturée, emmagasinant la chaleur jusqu'à ce qu'elle devienne très élevée. On fait ensuite remonter l'eau à la surface par un deuxième trou de forage. On peut se servir d'une turbine à condensation et d'un générateur pour convertir l'énergie de l'eau chauffée en électricité.*

L'énergie géothermique provient de la chaleur naturelle de la terre qui est emprisonnée suffisamment près de la surface pour être extraite de façon rentable. On considère cette ressource énergétique comme renouvelable, viable et fiable à long terme. Selon la cartographie des ressources géothermiques de l'Amérique du Nord (American Association of Petroleum Geologists, figure 32), le Nouveau-Brunswick possède un potentiel géothermique modeste, surtout dans les régions du Sud-Est, près de Fredericton, et du Nord-Est, près de Bathurst.

Figure 32 : Potentiel des systèmes géothermiques améliorés au Nouveau-Brunswick



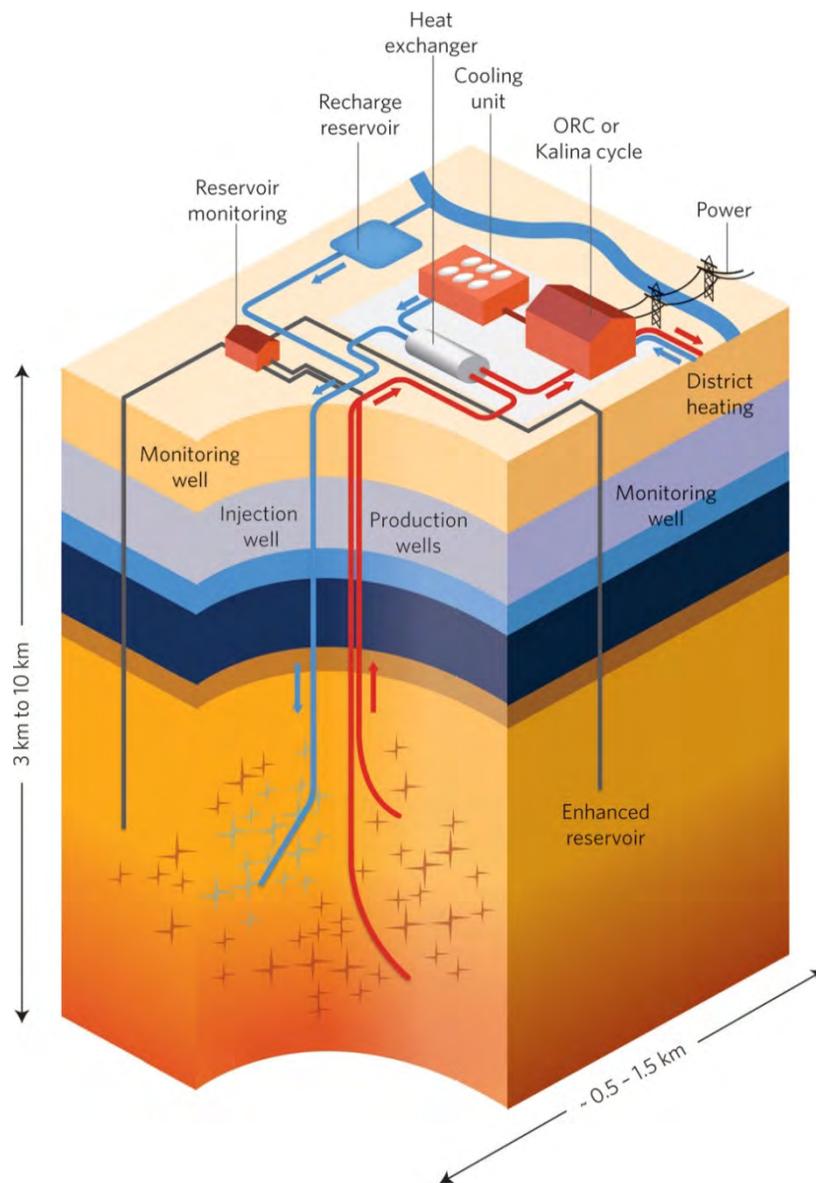
Toutes les centrales géothermiques commerciales sont fondées sur le transfert de l'eau géothermique vers la surface, où l'énergie thermique est transformée en électricité dans une centrale. Il existe quatre types de centrales géothermiques commerciales :

- centrales à vapeur sèche — tirent des ressources souterraines de vapeur ;
- centrales à vapeur de vaporisation — les centrales géothermiques les plus communes ; se servent d'un réservoir géothermique d'eau qui atteint des températures de plus de 182 ° C ;
- Centrales à cycle binaire — fonctionnent avec des températures d'eau plus basse, entre 107 ° C et 182 ° C.

En plus des technologies susmentionnées qui sont utilisées de nos jours, on élabore d'autres applications et technologies géothermiques à l'heure actuelle. Par exemple, deux autres types de ressources géothermiques sont actuellement utilisées dans les centrales à cycle binaire pour la production de l'électricité : les systèmes géothermiques améliorés et les ressources à basse température

ou coproduites. Les méthodes dont on discute le plus souvent sont les systèmes géothermiques améliorés (présentés à la figure 33) qui ont le potentiel d'élargir le spectre d'utilisation de l'énergie géothermique de façon importante. Les systèmes géothermiques améliorés produisent de l'énergie en exploitant les ressources géothermiques profondes de la Terre qui ne seraient autrement pas viables en raison du manque d'eau, de l'emplacement, ou du type de roche. Le concept de cette méthode vise à extraire la chaleur en créant un système de fracture souterrain dans lequel on peut ajouter de l'eau par l'entremise de puits d'injection. Le fait d'améliorer la perméabilité naturelle de la roche permettra de créer un système géothermique amélioré ou artificiel. L'eau injectée est chauffée au contact de la roche et remonte à la surface par des puits de production, comme dans les systèmes géothermiques naturels.

**Figure 33 : Système géothermique amélioré**



Les ressources géothermiques à basse température et coproduites se trouvent généralement à des températures de 150 ° C ou moins. Certaines ressources à basse température peuvent être exploitées

pour produire de l'électricité en utilisant la technologie du cycle binaire. L'eau chaude coproduite est un sous-produit des puits de pétrole et de gaz.

Les coûts de base totaux du projet ont été estimés pour une centrale de 30 MW selon les coûts moyens des technologies binaires et de vaporisation qui ont été recueillis du rapport de synthèse du California Energy Commission (CEC), publié en mai 2014. Afin de préciser davantage la pertinence de cette technologie pour des applications au Nouveau-Brunswick, il serait nécessaire de recueillir d'autres renseignements sur la nature de la ressource. Néanmoins, la majeure partie des coûts d'un projet géothermique est attribuable à la centrale (environ les deux tiers), en raison des températures relativement basses de la ressource géothermique (au Nouveau-Brunswick, on estime que la température varie de 180 à 200 °C à six kilomètres de profondeur).

Les coûts associés à la mise sur pied d'une centrale géothermique englobent la prospection, la confirmation et la caractérisation de la ressource (forage et essai du puits) ainsi que l'aménagement du site (construction de l'installation). Ces estimations sont fondées sur la construction d'une centrale géothermique dans des États de l'Ouest américain.

Voici un résumé des hypothèses associées à l'estimation de coûts :

- Les coûts de développement d'une centrale géothermique présentés dans le rapport de synthèse du CEC sont les coûts moyens des deux technologies analysées ;
- Les coûts estimés dans le cadre du rapport du CEC sont fondés sur le développement d'une centrale de 30 MW, ce qui correspond à la taille choisie de 30 MW ;
- De l'eau de refroidissement serait facilement accessible.

On estime que les coûts varient de -30 à + 40 pour cent par rapport au coût de base. Trois principaux facteurs contributifs se répercutent sur l'éventail des coûts :

- la portée de la prospection requise en vue de cerner et d'exploiter une ressource géothermique ;
- les coûts associés à différentes technologies d'exploitation (propres au site) ;
- les options liées au fait de creuser plus profondément dans le sol pour atteindre des températures plus élevées par rapport aux coûts de la centrale.

Les coûts d'exploitation et d'entretien comprennent toutes les dépenses liées à l'exploitation et à l'entretien de l'équipement de production d'énergie (générateur et turbine), le système de collecte (tuyauterie sur le site) et les véhicules. Les coûts associés au renouvellement du champ de condensation sont aussi compris dans les dépenses ; ils sont abordés plus en détail ci-après.

Le délai d'exécution pour la plupart des projets géothermiques se situe entre trois et cinq ans. Cette centrale géothermique aurait une durée de vie comptable prévue d'au moins 30 ans.

Il importe de souligner que certains composants s'usent habituellement avant la fin de leur durée de vie comptable et devraient être remplacés ou mis au point. Les composants les plus importants devant être remplacés dans des centrales géothermiques sont les puits de production et d'injection.

---

<sup>26</sup> <http://www.energy.ca.gov/2014publications/CEC-200-2014-003/CEC-200-2014-003-SD.pdf>

La baisse de productivité d'un puits est un phénomène complexe qui s'explique principalement par une diminution de la pression ou de la température du réservoir. Le forage d'appoint vise à compenser la baisse de productivité naturelle des puits initiaux du projet par le forage de nouveaux puits de production. Cette opération pourrait être perçue comme le coût en « combustible » géothermique. Les coûts annuels associés à l'entretien et au forage d'appoint correspondent à environ 5 à 7 pour cent des coûts de forage initiaux.

## 2.9. Accumulation par pompage

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide de l'accumulation par pompage ?**

*L'accumulation par pompage est une variante de la production d'énergie hydroélectrique, qui se rapporte à la différence entre la demande en électricité de pointe et hors pointe dans l'évaluation économique du projet. L'accumulation par pompage utilise l'électricité à faible coût durant la nuit pour pomper l'eau du bassin en aval pour la ramener dans le réservoir ; pendant les périodes de pointe de jour, cette eau est utilisée pour produire de l'électricité vendue à un prix plus élevé.*

À l'heure actuelle, Énergie NB possède et exploite sept centrales hydrauliques, dont une (celle de Grand-Sault) a fait l'objet d'un examen à titre de site potentiel pour l'accumulation par pompage. Plus récemment, Hatch a évalué l'ajout d'une nouvelle centrale de 100 MW à celle-ci. Pour de plus amples renseignements, voir la section 1.5.1 (Centrale de Grand-Sault).

Dans le cas d'un projet hydroélectrique par pompage, le développement à centrale existante de Grand-Sault consisterait d'une turbine-pompe de 100 MW plutôt que d'une turbine normale. Un réservoir inférieur serait également nécessaire en vue de fournir un volume d'eau suffisant pour l'accumulation dans le réservoir supérieur. Cette possibilité pourrait se concrétiser par la construction d'un barrage avec déversoir à une distance convenable en aval de la centrale de Grand-Sault et par la collecte de l'eau en amont en vue de créer une accumulation suffisante d'eau. Le schéma complet est présenté aux figures 34 et 35.

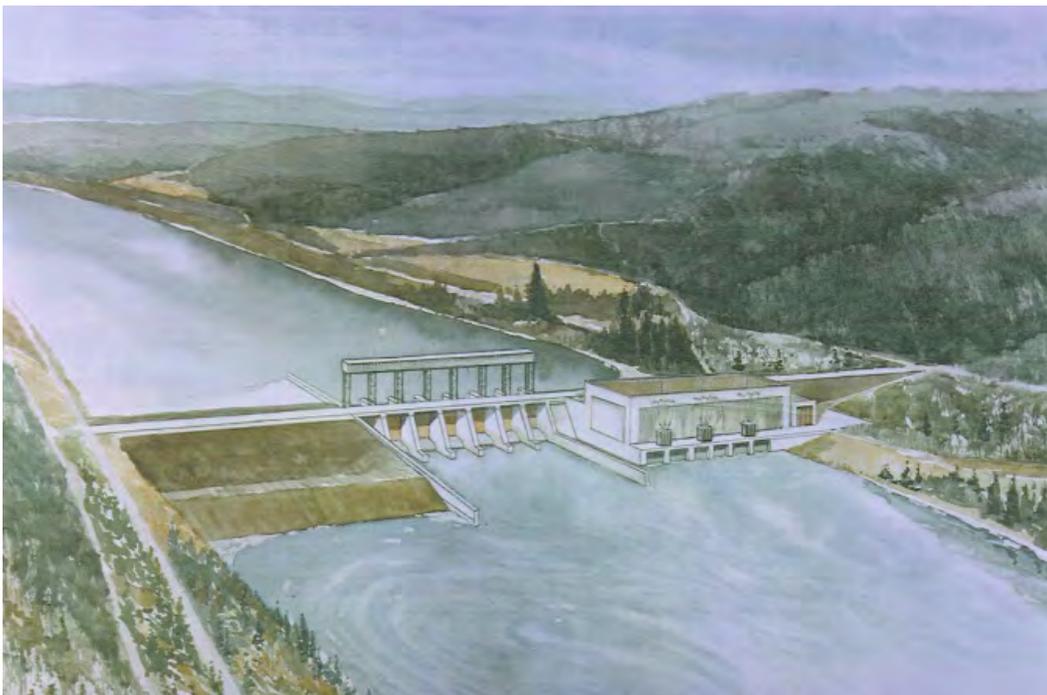
---

<sup>27</sup> "Grand Falls – Morrell Integrated Pumped Storage Project", 1989, New Brunswick, Canada, Acres International P8472.

**Figure 34 : Représentation artistique du projet de centrale hydraulique d'accumulation par pompage à Grand-Sault**



**Figure 35 : Représentation artistique de la centrale de Morrell qui fournira l'aire de stockage pour l'accumulation par pompage**



Pour les besoins de la présente étude, on a estimé les coûts totaux d'une centrale hydroélectrique de pompage de 100 MW. Les coûts issus de la nouvelle étude sur l'approvisionnement de la centrale de Grand-Sault ont été utilisés directement (coûts initiaux) et les coûts différentiels ont été estimés.

Ces derniers étaient fondés sur l'installation de l'équipement pompe-turbine dans la nouvelle centrale de 100 MW proposée à Grand-Sault (plutôt que des turbines uniquement) et sur l'ajout d'un réservoir inférieur. Toutes les autres nouvelles installations (alimentation, conduite forcée, réservoir amortisseur et déversoir) peuvent être utilisées comme le décrit la section 4.1.3.1 (« centrale de Grand-Sault »).

Le réservoir inférieur est nécessaire en vue de fournir un volume d'eau suffisant pour les activités d'accumulation par pompage pendant les périodes de faible débit fluvial. Cette possibilité pourrait se concrétiser par la construction d'un barrage avec déversoir à une distance convenable en aval de la centrale de Grand-Sault et par la collecte de l'eau en amont en vue de créer une capacité utile suffisante. En suivant cette approche, par contre, la différence entre le niveau du bassin d'accumulation (élévation d'environ 95 m) et celui de la rivière (élévation d'environ 90 m) représenterait une perte d'énergie, même si la centrale ne fonctionnait uniquement qu'en mode « hydroélectrique conventionnel ». La construction d'une centrale hydroélectrique de basse chute séparée au barrage-réservoir serait nécessaire pour récupérer cette énergie. Une autre solution serait d'avoir un réservoir inférieur séparé isolé de la rivière, dans lequel l'ensemble pompe-turbine pourrait déverser l'eau pendant les activités d'accumulation par pompage. La centrale hydraulique de pompage serait aussi conçue pour se déverser (tout comme les unités hydroélectriques traditionnelles) directement dans la rivière pendant les périodes de débit fluvial élevé.

Les coûts liés au réservoir inférieur varieront selon la capacité de rétention. Le réservoir inférieur peut être construit à même la rivière existante (« division » de la rivière), sur la rive, mais toujours à proximité de la centrale ou à un point quelconque entre ces emplacements. Hatch estime que, pour chaque heure de capacité utile, il faut environ 1,25 million m<sup>3</sup>, si on présume que le débit entrant de la rivière est nul ; à 6,6 mètres de profondeur, ce nombre représente 189 000 m<sup>2</sup>. La faisabilité de cette solution n'a pas été examinée dans le cadre de la présente étude, qui ne présente que l'idée comme solution de rechange au concept précédent de développement intégré des centrales de Grand-Sault et de Morrell, où la rivière dans son ensemble servait de réservoir inférieur entre les deux centrales. En outre, la rivière a été surélevée d'environ quatre mètres au canal de fuite sur le site de Grand-Sault, causant ainsi une perte de charge de 10 MW à la centrale existante.

Pour les centrales d'accumulation par pompage, les coûts des réservoirs sont propres aux sites ; selon d'autres études à ce sujet, les coûts variaient de 3 à 40 \$ par m<sup>3</sup> de capacité utile. Si on présume que le coût est de 20 \$ par m<sup>3</sup>, celui d'un réservoir ayant une capacité utile de quatre heures serait de 100 millions de dollars.

L'autre élément pris en considération dans le coût différentiel, en comparaison à l'ajout de la centrale de 100 MW à Grand-Sault, était l'augmentation des coûts d'immobilisations en prévision des facteurs suivants :

- l'équipement pompe-turbine de taille plus importante (comparativement à la turbine conventionnelle) ;
- l'équipement servant au démarrage et les contacteurs-inverseurs, entre autres ;

- les coûts d'ingénierie civile pour la centrale légèrement plus grande, qui comportent une réserve supérieure afin de répondre aux exigences accrues en matière de submersion pour les activités de pompage ;
- les installations font en sorte que la pompe-turbine puisse se déverser dans la rivière ou dans le réservoir.

On estime l'augmentation des coûts à environ 40 pour cent des coûts totaux engagés pour une centrale de base. Les hausses de coût pour les caractéristiques ajoutées servant à l'accumulation par pompage varient de -25 à + 65 pour cent.

Les coûts d'exploitation et d'entretien moyens pour les centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage sont estimés à 18 \$ par kW [EIE, 2013]. En ajustant ces coûts au niveau des prix de 2016, ce montant atteint 19,70 \$ par kW. Les coûts d'exploitation et d'entretien d'une centrale hydroélectrique d'accumulation par pompage à Grand-Sault seraient d'environ 2 000 000 \$. L'EIE indique également que les coûts d'exploitation et d'entretien centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage sont environ 4 \$ par kW de plus que les centrales hydroélectriques traditionnelles.

Les coûts d'exploitation ne comprennent pas le coût de l'électricité servant au pompage (concept semblable aux coûts en « combustible »). Ces coûts comportent un certain nombre de variables liées au moment de l'activité de pompage et à la structure interne de coûts d'Énergie NB. La consommation d'énergie est évaluée à 58,4 GWh par année (rendement du cycle de 75 pour cent; facteur de capacité de 5 pour cent).

Les centrales hydroélectriques et d'accumulation par pompage ont des cycles de vie semblables, sauf pour ce qui est de la pompe-turbine, qui a habituellement une durée de vie un peu moins longue par rapport à l'hydroélectricité traditionnelle en raison de la nature de ses activités (usure accrue des coussinets, des bagues et des joints d'étanchéité). La durée de vie théorique prévue d'une centrale hydraulique d'accumulation par pompage varie de 40 à 70 ans; celle d'une pompe-turbine est de 60 ans, avec remises à neuf importantes tous les 20 ans. Les coûts en capital pour la remise à neuf vont de 30 à 50 pour cent du coût initial pour le matériel hydraulique dans le cas d'un renouvellement majeur. Si l'on tient compte de ces règles générales, on évalue à 25 \$ par kW par année la portion en capital des coûts d'exploitation destinée au renouvellement<sup>28</sup> (valeur actuelle appliquée sur 20 ans). Le réservoir inférieur constitue le principal ajout au projet global si l'on compare avec la centrale initiale.

## 2.10. Accumulation d'air comprimé

### **Comment génère-t-on de l'électricité à l'aide d'accumulation d'air comprimé ?**

*L'accumulation d'air comprimé utilise habituellement un compresseur pendant les heures hors pointe afin de stocker de l'air dans une caverne souterraine ou un réservoir en surface. Lorsqu'on a besoin d'électricité, l'air comprimé est libéré par l'intermédiaire d'un récupérateur, sa chaleur augmente et l'air*

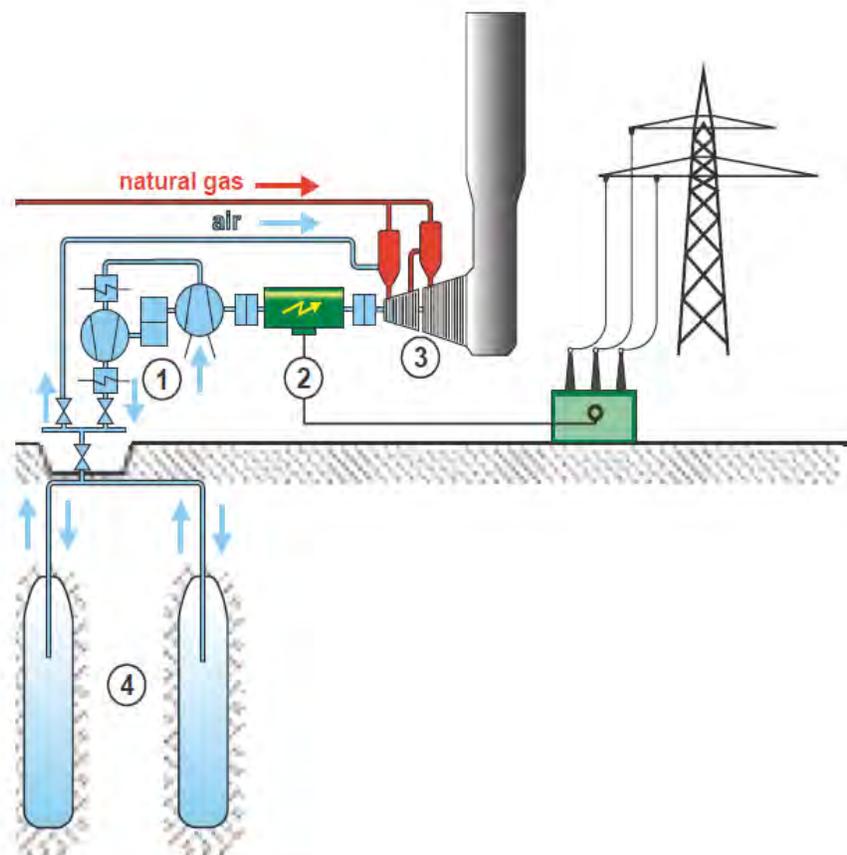
<sup>28</sup> Le coût de la machinerie est la somme de 970 \$ / kW (centrale de base) + 380 / kW (caractéristiques pompe-turbine / moteur-générateur) = 1350 \$ / kW x 40 % en dépenses de renouvellement d'immobilisations = 27 \$ / kW / an (20 ans). Pour les frais d'exploitation et d'entretien supplémentaires, facturer 4 \$ / kW à la fonction de stockage par pompage.

*s'enflamme en présence de gaz naturel pour faire pivoter une turbine. L'arbre pivotant de la turbine est relié à un générateur qui convertit l'énergie de l'arbre en énergie électrique.*

Une centrale type comprend un compresseur à injection, une installation de stockage et une turbine de détente alimentée au gaz. L'arrangement type est une unité de production continue et simultanée formée d'un compresseur et d'un expanseur, tous deux reliés à un moteur-générateur par un mécanisme d'embrayage.

Généralement, pour des installations d'accumulation d'air comprimé à grande échelle, l'air à haute pression est injecté dans un réservoir de stockage qui se trouve dans une formation géologique souterraine, comme un aquifère salin ou une mine abandonnée (bien qu'il soit possible d'utiliser des systèmes de tuyauterie et des réservoirs en surface, ceux-ci sont habituellement peu pratiques en raison de leurs coûts élevés). La pression d'accumulation varie habituellement de 50 à 80 bar (g) ; ses limites dépendront des caractéristiques du réservoir de stockage propres au site, comme la profondeur et la géologie. Le système d'accumulation d'air comprimé simplifié envisagé dans le cadre de la présente étude est présenté de façon graphique à la figure 36.

**Figure 36 : Système d'accumulation d'air comprimé simplifié  
(1. compresseur, 2. moteur/générateur, 3. turbine, 4. réservoir de stockage)**



Pendant l'accumulation, l'électricité provenant du système (2) alimente un moteur qui comprime l'air à haute pression (1), lequel est ensuite emmagasiné dans le réservoir de stockage (4).

Lors de la production, l'air comprimé à haute pression contenu dans le réservoir de stockage (4) est libéré dans les composants de combustion, où la chaleur est ajoutée avant l'arrivée à la turbine (3), qui, elle, alimente le générateur pour produire de l'électricité (2). Afin d'améliorer le rendement, on ajoute un récupérateur qui permet de récupérer la chaleur provenant du tuyau d'échappement de la turbine afin de chauffer au préalable l'air extrait de l'installation de stockage en amont du composant de combustion.

Les systèmes d'accumulation d'air comprimé servent principalement au stockage d'énergie et à titre d'énergie de secours pour la technologie éolienne. Même si ce système nécessite 70 pour cent moins de gaz naturel que les turbines à combustion régulières, il pourrait y avoir des coûts associés à la compression de l'air stocké, selon la source d'électricité. Les coûts pourraient être très faibles, voire nuls, si on s'approvisionnait de la production d'énergie éolienne. Normalement, les coûts sont liés aux prix de l'électricité en période hors pointe. La présente étude a présumé un prix du marché pour l'électricité nécessaire à la compression de l'air.

Dans le cadre du présent examen, on a tenu pour acquis que la configuration de la centrale englobait un générateur de 100 MW exploité pendant douze heures, 67 MW de puissance de compression (délai de recompression de douze heures) et un volume de stockage de 1 200 MWh.

On a également tenu pour acquis que le gaz de pipeline, à une pression adéquate (30 bar [g]), serait accessible pour soutenir l'exploitation de la centrale à une charge nominale sans pour autant disposer de précompresseurs à gaz sur place. Le rapport de l'électricité de chargement (REC) correspond au débit du générateur en kWh par rapport à l'entrée d'énergie dans le moteur du compresseur en kWh. Pour la centrale susmentionnée, le REC est de 1,5. L'éventail des REC types varie de 1,2 à 1,8.

On peut considérer cette technologie comme commerciale, quoique peu éprouvée, puisqu'il n'y a que quelques centrales d'accumulation d'air comprimé en service. Les centrales suivantes mènent des activités à l'heure actuelle :

- la centrale d'accumulation d'air comprimé de 290 MW de E.N. Kraftwerke à Huntorf, en Allemagne (en service depuis 1978) et
- la centrale de 110 MW de l'Alabama Electric Cooperative à McIntosh, en Alabama, aux États-Unis (en service depuis 1991).

En février 2009, EPRI a annoncé un programme ayant pour but de mettre sur pied des centrales d'accumulation d'air comprimé avancées et est à la recherche de services publics désireux de participer à deux projets de démonstration. L'un de ces projets utilisera un réservoir de stockage souterrain aux fins de stockage en vrac (à environ 300 MW pour un entreposage de dix heures). L'autre se servira d'un réservoir d'air et d'un système de tuyauterie en surface aux fins de stockage à court terme (à environ 15 MW pour un entreposage de deux heures).

On a estimé que le coût d'immobilisations de base pour une centrale d'accumulation d'air comprimé dans la fourchette de 100 à 300 MW allait de 1 100 \$ à 1 500 \$ par kW, abstraction faite du coût du réservoir de stockage souterrain, du poste extérieur, du transport et le coût de propriété. En supposant un taux de change de 0,75 \$ US/\$ CAN, le taux serait entre 1 300 \$ et 1 770 \$ CAN par kW. Comme il a été noté, cela ne comprend pas le coût de préparation et de modernisation du réservoir de stockage d'air souterrain. Le coût sera propre au site, mais il pourrait varier de 18 à 62 \$ CAN par kW pour la

capacité de stockage. Selon la configuration supposée nécessitant 1 200 MWh de stockage, le coût propre au stockage serait encore 210 et 740 \$ CAN par kW. Le coût de base total est donc évalué à entre 1 510 \$ et 2 510 \$ par kW (en dollars de 2016) pour des centrales allant de 100 à 300 MW. En raison des économies d'échelles, le coût le plus élevé serait généralement associé aux centrales de plus petite taille ; par conséquent, les coûts de base totaux pour une centrale d'accumulation d'air comprimé de 100 MW sont estimés à 1 850 \$ par kW, ce qui comprend le coût de stockage.

Une centrale de ce genre serait la plus économique si elle était située sur le site d'une mine abandonnée. Selon quelques recherches, il existe un nombre important de sites miniers abandonnés dans le Sud du Nouveau-Brunswick, entre Saint John et Moncton (rapport du MRN du N.-B.).<sup>29</sup> Les cavernes salines revêtent un intérêt particulier en tant que réservoirs de stockage ; il pourrait y avoir un certain potentiel dans la région de Sussex, où la Potash Corporation of Saskatchewan mène des activités minières entourant la potasse et le sel.

Dans le cas de cette option, les coûts fonctionnels couvrent les exploitants de la centrale, l'entretien, la main-d'œuvre et le matériel ainsi que les coûts administratifs découlant de l'exploitation de l'installation. Les coûts d'exploitation et d'entretien qui ne sont pas liés aux combustibles étaient fondés sur les chiffres provenant d'une centrale de pointe dotée d'une turbine à combustion à cycle simple tel qu'ils sont présentés à la section 1.3 (« Turbines à combustion »).

Le délai d'exécution du projet a été estimé en fonction d'une centrale de pointe à cycle simple et pondéré afin de permettre des délais plus longs pour le compresseur/générateur, puisqu'il s'agit d'un composant hautement adapté. Il serait d'environ 30 mois, si l'on présume que la formation géologique a été repérée auparavant et qu'elle a fait l'objet d'un examen pendant la phase d'évaluation de faisabilité (qui n'est pas comprise dans le délai d'exécution). Cette centrale d'accumulation d'air comprimé aurait une durée de vie comptable de 25 ans.

---

<sup>29</sup> [http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/en/pdf/Minerals-Minerales/Abandoned\\_Mines\\_Policy-f.pdf](http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/en/pdf/Minerals-Minerales/Abandoned_Mines_Policy-f.pdf)

### 3. APPROVISIONNEMENT EXISTANT, PROLONGATION DE LA DURÉE DE VIE ET CONVERSION

#### 3.1. Prolongation de la durée vie des centrales de Millbank et Sainte-Rose

Cette option de production vise à apporter des mises à niveau aux centrales de Millbank et de Sainte-Rose existantes (photo ci-dessous) sous la forme d'une rénovation des turbines à combustion et d'un programme de prolongation de la durée de vie pour une durée supplémentaire de 25 ans.

**Figure 37 : Centrale de Sainte-Rose**



Le coût total du projet pour cette mise à niveau a été estimé à 226 \$ par kW. Il s'agit d'une estimation fournie par les ingénieurs de la centrale, qui repose sur les heures d'exploitation normales au cours des 13 prochaines années de son cycle de vie actuel.

## Annexe 5 : Paramètres de projets et de coûts d'exploitation

Table 1: Public Funding Scenario (Base Case)							Levelized Cost of Electricity - LCOE (\$/MWh)						
Project	Capacity (MW)	Capacity Factor (%)	In-Service Capital Cost (2013 \$k)	In-Service Capital Cost (\$/KW)	Expected Life (Years)	Representative Heat Rate (Btu/KWh)	Operating Costs				Total LCOE		
							Capital	Fuel	Variable O&M	Fixed O&M		Total Operating (before income taxes)	Income Taxes
Simple Cycle Gas Turbine - High Efficiency	100	5.0%	158,474	1,586	25	9,639	280.63	129.02	4.95	37.68	171.65	0.00	452.29
Simple Cycle Gas Turbine - Mid Efficiency	93	5.0%	109,567	1,173	25	11,449	207.53	153.26	18.48	34.09	205.83	0.00	413.36
Large Combined Cycle - Gas	422	80.0%	749,124	1,775	25	6,615	19.63	88.55	3.64	2.36	94.55	0.00	114.17
Small Combined Cycle - Gas	289	80.0%	534,052	1,850	25	6,755	20.46	90.42	4.11	3.13	97.66	0.00	118.12
LM6000PF Combined Cycle	122	80.0%	264,961	2,179	25	7,241	24.09	96.93	4.43	3.40	104.75	0.00	128.84
LM6000PF Combined Cycle - Cooling Tower	121	80.0%	265,795	2,189	25	7,285	24.21	97.51	4.43	3.40	105.34	0.00	129.54
Microturbines	1	80.0%	4,392	4,723	25	6,100	52.22	151.98	28.25	10.08	155.95	0.00	208.17
Natural Gas Fuel Cells	1	80.0%	14,107	10,077	20	7,980	124.33	191.46	0.00	58.46	243.67	0.00	367.99
Biomass Combined Heat and Power	14	80.0%	88,573	6,327	25	8,680	69.95	46.55	4.95	10.08	61.57	0.00	131.52
Biomass Bubbling Fluidized Bed	50	80.0%	267,646	5,353	35	13,500	52.07	77.04	7.60	21.69	106.33	0.00	158.40
Municipal Solid Waste	50	80.0%	535,293	10,706	35	18,000	104.14	0.00	12.09	81.81	93.90	0.00	198.04
Geothermal	30	80.0%	228,940	7,631	30	0	78.27	0.00	18.68	20.43	39.11	0.00	117.37
Compressed Air Energy Storage	100	16.8%	194,226	1,942	25	0	102.57	0.00	68.72	9.56	78.28	0.00	180.85
Nuclear	1,100	80.0%	9,270,151	8,427	30	11,000	86.43	7.86	5.60	31.09	44.55	0.00	130.98
Nuclear - Small Modular	50	80.0%	561,827	11,237	30	11,000	115.24	7.86	5.60	35.53	48.99	0.00	164.23
Small Wind	10	40.0%	25,015	2,502	20	0	61.74	0.00	11.70	26.72	38.43	0.00	100.16
Large Wind	50	40.0%	115,643	2,313	20	0	57.08	0.00	11.70	26.72	38.43	0.00	95.51
Small Solar Photovoltaic - Fixed Tilt Racking	10	16.0%	23,410	2,341	30	0	120.04	0.00	12.45	23.98	36.43	0.00	156.48
Large Solar Photovoltaic - Fixed Tilt Racking	25	16.0%	57,488	2,300	30	0	117.92	0.00	12.45	23.98	36.43	0.00	154.35
Large Solar Photovoltaic - Single Axis Tracking	25	18.5%	61,373	2,455	30	0	108.87	0.00	12.45	20.74	33.19	0.00	142.07
Pumped Storage Hydro	100	41.4%	690,365	6,904	50	0	119.21	0.00	8.76	10.60	19.35	0.00	138.57
Small Hydro	20	35.0%	107,655	5,383	50	0	109.83	0.00	0.00	20.82	20.82	0.00	130.65
Wave Power	10	25.0%	102,593	10,259	20	0	405.12	0.00	11.70	128.27	139.97	0.00	545.09
Tidal Stream Power	50	35.0%	404,924	8,098	20	0	228.42	0.00	0.00	101.16	101.16	0.00	329.59
Hydro - Grand Falls	100	36.4%	491,053	4,911	50	0	96.46	0.00	0.00	6.03	6.03	0.00	102.48
Hydro - High Narrows	40	46.2%	301,446	7,536	50	0	116.49	0.00	0.00	2.24	2.24	0.00	118.73
Interconnection Purchases	350	50.0%	0	0	25	10,000	0.00	61.31	0.00	20.75	82.07	0.00	82.07
Millbank/Ste Rose Life Extension	500	5.0%	112,893	226	25	12,000	39.94	270.80	0.00	0.00	270.80	0.00	310.75

## Annexe 6 : Plans d'expansion pour l'analyse des sensibilités

### Plans d'expansion pour les sensibilités liées au capital et à l'augmentation du capital

Fin de l'EF	Plan intégré	Capital total +25 %	Capital total -25 %	Financement privé (CMPC = 7,13 %)	Faible augmentation de l'énergie éolienne
2018	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW
2019					
2020	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW
2021	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)
...					
2031	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW) Énergie éolienne (200 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (2 x 99 MW) PUR (175 MW)
2032					
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac
...					
2040	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) TAC (3 X 93 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) TAC (93 MW) Millbank (2 x 99 MW) Grand-Sault (100 MW)	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) Millbank (3 x 99 MW) Éolienne 600 MW
2042			TAC (93 MW)		
<b>VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>24,9 milliards</b>	<b>24,3 milliards</b>	<b>24,7 milliards</b>	<b>24,6 milliards</b>

Plans d'expansion pour les sensibilités liées aux achats d'électricité et au taux de change

Fin de l'EF	Plan intégré	Prix du gaz et du marché +25 %	Prix du gaz et du marché - 25 %	Taux de change +15 % USD/CAD	Taux de change -15 % USD/CAD
2018	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW
2019					
2020	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW
2021	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)
...					
2031	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (4 x 99 MW) Éolienne (200 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW) Éolienne (200 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)
2032					
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac
...					
2040	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	NGCC (2 x 412 MW) TAC (93 MW) Millbank (1 x 99 MW) Grand-Sault (100 MW)	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	NGCC (2 x 412 MW) TAC (93 MW) Millbank (2 x 99 MW) Grand-Sault (100 MW)	NGCC (2 x 412 MW) TAC (3 x 93 MW) Millbank (2 x 99 MW)
2042		TAC (93 MW)		TAC (93 MW)	
<b>VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>\$ 24,8 milliards</b>	<b>24,3 milliards</b>	<b>\$ 25,3 milliards</b>	<b>\$ 23,9 milliards</b>

## Plans d'expansion pour les sensibilités liées à la charge

Fin de l'EF	Plan intégré	Prévision de la charge élevée	Faible prévision de la charge	Efficacité énergétique élevée	Efficacité énergétique très élevée
2018	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB (820 MW)	Éconergie NB (1,084 MW)
2019					
2020	Production intégrée 13 MW				
2021	PLERPE (80 MW)				
...					
2031	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (5 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (2 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (2 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (2 x 99 MW)
2032					
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac				
...					
2040	Remplacement en nature Lepreau 660 MW				
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (3 x 412 MW) TAC (2 x 93 MW)	GNCC (2 x 412 MW) Millbank (3 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) Millbank (3 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW)
2042					
<b>VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>\$ 26,4 milliards</b>	<b>\$ 23,2 milliards</b>	<b>24,4 milliards</b>	<b>24,7 milliards</b>

## Plans d'expansion pour les sensibilités liées aux centrales photovoltaïques

Fin de l'EF	Plan intégré	Pénétration solaire moyenne	Pénétration solaire élevée
2018	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW
2019			
2020	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW
2021	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)
...			
2031	Millbank et Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank et Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank et Sainte-Rose (3 x 99 MW)
2032			
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac
...			
2040	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) TAC (2 x 93 MW) Millbank (2 x 99 MW) Éolienne 200 MW	GNCC (2 x 412 MW) TAC (2 x 93 MW) Millbank (2 x 99 MW)
2042			
<b>VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>24,5 milliards</b>	<b>24,4 milliards</b>

## Plans d'expansion pour les sensibilités liées aux GES

Fin de l'EF	Plan intégré	Plafond CO 2 : 3 Mt	Plafond CO 2 : 2,5 Mt	Règlement fédéral GES
2018	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW
2019				
2020	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW
2021	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW)
2022				
2023			Grand-Sault (100 MW)	
...				
2031	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (2 x 99 MW) Éolienne (200 MW)	Grand-Sault (100 MW) TAC (93 MW) Millbank/Sainte-Rose (5 x 99 MW) Éolienne (200 MW)
2032				
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac
...				
2040	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) TAC (93 MW) Millbank (3 x 99 MW)	GNCC (2 x 412 MW)
2042			TAC (93 MW)	TAC (93 MW)
<b>VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>25,1 milliards</b>	<b>25,4 milliards</b>	<b>27,1 milliards</b>

## Plans d'expansion pour les scénarios

Fin de l'EF	Plan intégré	Électrification à haute tension	Récession mondiale
2018	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW	Éconergie NB 621 MW
2019			
2020	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW	Production intégrée 13 MW
2021	PLERPE (80 MW)	PLERPE (80 MW) Éolienne 200 MW	PLERPE (80 MW)
2022			
2023		Grand-Sault (100 MW)	
...			
2031	Millbank/Sainte-Rose (3 x 99 MW)	Millbank/Sainte-Rose (4 x 99 MW) Éolienne (200 MW)	Millbank/Sainte-Rose (2 x 99 MW)
2032			
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac
...			
2040	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW	Remplacement en nature Lepreau 660 MW
2041	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (2 x 99 MW)	GNCC (3 x 412 MW) Millbank (99 MW)	GNCC (2 x 412 MW) Millbank (3 x 99 MW)
2042			
<b>VABR (en \$ de 2017)</b>	<b>24,6 milliards</b>	<b>27,1 milliards</b>	<b>22,8 milliards</b>

## Annexe 7 : Glossaire et abréviations

**Biomasse** : Matière organique non fossilisée souvent utilisée comme combustible (p. ex. déchets ligneux).

**Unité thermique britannique (BTU)** : Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau, soit environ 1000 kilowatts (kW).

**Capacité** : Puissance maximale qu'une tranche de production, une centrale ou un autre appareil électrique peut fournir, normalement exprimée en mégawatts.

**Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)** : Gaz incolore, inodore et non toxique qui est un composant normal de l'air ambiant. Le dioxyde de carbone est aussi un produit de la combustion des combustibles fossiles. C'est un gaz à effet de serre qui capte le rayonnement terrestre (c.-à-d. infrarouge) et contribue à la possibilité de réchauffement climatique.

**Cogénération** : Production simultanée d'énergie électrique ou mécanique et d'énergie thermique utile à partir d'une seule source de combustible. Des usines de transformation du secteur forestier peuvent par exemple brûler des déchets ligneux dans une chaudière pour générer de l'électricité et utiliser la vapeur à basse température du générateur dans les procédés de fabrication de pâte.

**Déclasser** : procéder à la mise hors service définitive d'une pièce d'équipement, telle qu'une installation de production ou de transport.

**Demande** : Importance de toute charge, exprimée en kilowatts (kW), calculée selon une moyenne pour une période donnée.

**Gestion axée sur la demande** : Mesures modifiant la demande de la clientèle en matière d'électricité qui aident à reporter le besoin de nouvelles énergies et d'accroissement de la capacité d'approvisionnement.

**Production décentralisée** : Méthode consistant à produire de l'électricité à partir de multiples petites sources d'énergie très proches de l'endroit où l'électricité est utilisée.

**Réseau de distribution** : Poteaux, conducteurs et transformateurs permettant l'acheminement de l'électricité aux clients. Le réseau de distribution transforme de hautes tensions en tensions plus basses et plus utilisables. L'électricité est distribuée à 120/240 volts (V) à la plupart des abonnés et entre 120 et 600 V à la majorité des clients commerciaux.

**Répartition économique des tranches de production** : Planification de la production énergétique — la demande étant susceptible de varier — en fonction des sources de production les moins coûteuses se trouvant à la disposition de l'exploitant du réseau, dans le respect des limites de transmission et des autres contraintes.

**Énergie électrique** : Les services d'électricité vendent de l'électricité à leurs clients qui, à leur tour, la convertissent en ce qu'ils souhaitent — travail, chaleur, éclairage ou son. L'énergie électrique est mesurée en kilowattheures (kWh).

**Énergie** : Quantité d'électricité produite par une centrale au cours d'une période donnée, mesurée en mégawattheures (MWh).

**Commission de l'énergie et des services publics (CESP)** : Organisme de réglementation du gouvernement provincial par lequel toutes les demandes concernant les tarifs d'électricité et les tarifs de distribution du gaz naturel doivent être approuvées avant qu'il soit possible d'instaurer des augmentations de tarifs.

**Service d'énergie involontaire** : Différence horaire entre les flux d'énergie réel et prévu.

**Federal Energy Regulatory Commission (FERC)** : Organisme américain réglementant le transport interétatique du gaz naturel, du pétrole et de l'électricité.

**Cendres volantes** : Particules fines de cendres en suspension dans les gaz résultant de la combustion de combustible. Les cendres volantes sont éliminées des gaz par des précipitateurs électrostatiques avant la libération des gaz par la cheminée de la centrale.

**Génératrice** : Machine convertissant l'énergie mécanique en énergie électrique — une turbine rotative actionnée par l'eau, la vapeur ou le vent, par exemple.

**Gigajoule (GJ)** : Mesure énergétique pour le gaz naturel correspondant à un milliard de joules ou un million de BTU. Un gigajoule d'énergie équivaut à l'énergie produite par environ 278 kilowattheures d'électricité ou 30 litres d'essence.

**Gigawatt (GW)** : Unité de puissance électrique correspondant à un milliard de watts ou un million de kW.

**Gaz à effet de serre (GES)** : Gaz emprisonnant la chaleur dans l'atmosphère réputés contribuer aux changements climatiques mondiaux ou à l'« effet de serre », parmi lesquels le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) et l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>).

**Hydroélectricité** : Électricité produite en exploitant l'énergie de l'eau qui tombe ou de l'écoulement fluvial.

**Producteur d'électricité indépendant (PEI)** : Exploitant d'une installation de production d'électricité détenue par des intérêts privés qui produit de l'électricité aux fins de vente aux services publics ou à d'autres clients.

**Réseau intégré** : Réseau interconnecté de lignes de transmission, de lignes de distribution et de postes reliant les centrales autant entre elles qu'à la clientèle, et ce, à la grandeur du territoire couvert par un service public, à l'exception des abonnés/clients isolés dont l'alimentation en électricité est assurée par des centrales autonomes.

**Joule (J)** : Mesure énergétique pour le gaz naturel.

**Kilowatt (kW)** : Unité de mesure commerciale de la puissance électrique ; mille watts. Un kilowatt est le flux d'électricité nécessaire pour allumer 10 ampoules de 100 watts.

**Kilowattheure (kWh)** : Unité de base de l'énergie électrique, égale à un kilowatt de puissance fourni à un circuit électrique ou retiré de ce circuit à un rythme égal pendant une heure.

**Charge** : Quantité d'électricité acheminée ou requise en un ou plusieurs points précis d'un réseau. La demande émane de l'appareil électrique du client.

**Prévision des charges** : Estimation des exigences de charge pour une période à venir.

**Mégawatt (MW)** : Unité de puissance électrique servant à mesurer la capacité de production d'une centrale ou la demande maximale d'un consommateur.

**Office national de l'énergie (ONE)** : Organisme de réglementation fédéral canadien.

**Gaz naturel** : Combustible fossile constitué d'hydrocarbures stockés il y a des millions d'années, lorsque des plantes et d'autres matériaux ont été ensevelis dans la croûte terrestre. Essentiellement composé de méthane — une substance incolore et non toxique —, le gaz naturel ne crée pratiquement aucune particule non consommée ni fumée susceptible de polluer l'atmosphère. Les produits de sa combustion sont principalement du dioxyde de carbone et de l'eau.

**Facteur de capacité net** : Production réelle acheminée au réseau (MW) divisée par la production maximale idéale possible acheminée au réseau (MW).

**Mesurage net** : Programme permettant aux clients qui possèdent leur propre installation de production de remettre au service public d'électricité l'excédent de courant qu'ils produisent. Celui-ci est ensuite déduit de la quantité d'électricité fournie par le service public.

**Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)** : Gaz formés d'un atome d'azote et d'un nombre variable d'atomes d'oxygène. Les oxydes d'azote sont produits, par exemple, par la combustion de combustibles fossiles dans des véhicules et des centrales. Dans l'atmosphère, les oxydes d'azote peuvent contribuer à la formation d'ozone photochimique (smog) et réduire la visibilité.

**North American Electric Reliability Corporation (NERC)** : Organisme américain chargé d'établir et d'appliquer des normes de fiabilité pour le réseau de production et de transport.

**Tarif d'accès au réseau de transport** : Établit un accès non discriminatoire au réseau de transport pour les producteurs et les clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province et produit des revenus permettant à Transport Énergie NB d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport, basé sur le coût de fourniture du service.

**Panne** : Interruption, planifiée ou non, d'un ou plusieurs des éléments d'un réseau intégré.

**Capacité de pointe** : Quantité maximale d'électricité pouvant être produite par une centrale à tout instant.

**Demande de pointe** : Demande instantanée maximale à l'égard d'un réseau électrique. Représente normalement la demande horaire maximale.

**Tarif point à point** : Frais facturés pour le service point à point d'un point à un autre. Ce service sert habituellement au transfert d'énergie à travers la province ou vers l'extérieur de celle-ci.

**Réseau électrique** : Plusieurs réseaux électriques interconnectés reliant entre eux des services d'électricité et couvrant un vaste territoire.

**Ententes d'achat d'énergie** : Contrats entre deux parties au sujet de la fourniture d'électricité.

**Élasticité-prix** : Mesure utilisée en économie pour montrer la réactivité ou l'élasticité de la quantité demandée d'un bien ou d'un service en cas de changement de son prix.

**Norme de portefeuille renouvelable** : Stipulation voulant qu'un certain pourcentage de l'électricité vendue dans un marché concurrentiel soit produit à partir de sources renouvelables.

**Fournisseur du service normalisé** : Fournisseur devant fournir assez de capacité et d'énergie pour répondre à la demande des clients qui ne sont pas servis par un fournisseur concurrentiel.

**Dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>)** : Gaz incolore de la famille des oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>). Il est formé à partir du soufre présent dans les matières premières (charbon, mazout, minerais métalliques) utilisées pendant la combustion et le raffinage. Les unités de désulfuration des gaz de combustion enlèvent le SO<sub>2</sub> du gaz avant sa libération par la cheminée d'une centrale.

**Indice de la durée moyenne des pannes du réseau (SAIDI)** : Durée totale moyenne des pannes du réseau au cours de l'année.

**Indice de la fréquence moyenne des pannes du réseau (SAIFI)** : Nombre moyen de pannes touchant chaque client du réseau de distribution au cours de l'année.

**Exploitant de réseau** : Entité indépendante sans but lucratif qui dirige l'exploitation du marché de l'électricité, maintient la sûreté et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité et gère le tarif d'accès au réseau de transport.

**Réseau de transport** : Tours, conducteurs, postes et équipement connexe servant au transport de l'électricité de la source dont elle émane aux régions où elle doit être distribuée ou aux réseaux électriques de services publics d'électricité hors province.

## **Abréviations**

RAA : Réaction alcaline des agrégats  
BTU : Unité thermique britannique  
CAD : dollar canadien  
ACPP : Association canadienne des producteurs pétroliers  
LFC : lampe fluorescente compacte  
pi<sup>3</sup>/s : pied cube par seconde  
CH<sub>4</sub> : méthane (gaz naturel)  
CMP : Central Maine Power  
CO : monoxyde de carbone  
CO<sub>2</sub> : dioxyde de carbone  
IPC : Indice des prix à la consommation  
TAC : turbine à combustion  
EIA : Energy Information Administration  
EPA : Environmental Protection Agency  
CESP : Commission de l'énergie et des services publics  
ERCOT: Electric Reliability Council of Texas  
SEQE-UE : système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne  
FERC : Federal Energy Regulatory Commission  
FRCC: Florida Reliability Coordinating Council  
GES : gaz à effet de serre  
GJ : gigajoule  
GW : gigawatt  
GWh : gigawattheure  
ha : hectare  
HQ : Hydro-Québec  
CCHT : courant continu à haute tension  
FIOE : Fraternité internationale des ouvriers en électricité  
PIR : Plan intégré des ressources  
J : Joule  
kt : kilotonne  
kV : kilovolt  
kW : kilowatt  
kWh : kilowatt-heure  
LCOE : coût moyen actualisé de l'électricité  
DEL : diode électroluminescente  
MECL : Maritime Electric Company Limited  
Mt : Mégatonne  
MW : mégawatt  
MWh : mégawattheure  
MRO: Midwest Reliability Organization  
N<sub>2</sub> : azote gazeux  
N<sub>2</sub>O : oxyde nitreux  
ONE : Office national de l'énergie  
NERC : North American Electric Reliability Corporation  
GNCC : gaz naturel à cycle combiné  
NO<sub>x</sub> : oxydes d'azote  
NPCC : Northeast Power Coordinating Council

VAN : valeur actualisée nette  
E & E : exploitation et entretien  
OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole  
PCCI : indice du coût du capital du secteur de l'électricité  
Î.-P.-É. : Île-du-Prince-Édouard  
EAE : entente d'achat d'énergie  
PSNH : Public Service of New Hampshire  
VABR : Valeur actuelle des besoins en revenus  
PUR : Achat de capacité ferme  
PREE : Programme résidentiel d'efficacité énergétique  
SRF : Société ReliabilityFirst  
RCP : rendement des capitaux propres  
NPR : Norme de portefeuille renouvelable  
SAIDI : indice de la durée moyenne des pannes du réseau  
SAIFI : indice de la fréquence moyenne des pannes du réseau  
LEP : Loi sur les espèces en péril  
SERC: conseil sur la fiabilité du SERC  
SO2 : dioxyde de soufre  
SOX : gaz d'oxyde de soufre  
SPP: Southwest Power Pool  
MPT : matières particulaires totales  
TRE : Texas Reliability Entity  
TW : térawatt  
TWh : térawattheure  
TTC : capacité de transit totale  
USD : dollar des États-Unis  
CMPC : coût moyen pondéré du capital  
WCI : Western Climate Initiative  
WECC: Western Electricity Coordinating Council



