

Annexe 2 – Nouvelles options de ressources

Table des matières

1 Introduction	1
2 Options de ressources	1
2.1 Production d'énergie éolienne	2
2.2 Système solaire photovoltaïque	4
2.3 Production d'énergie hydroélectrique	7
2.4 Turbine à gaz à cycle simple alimenté au gaz naturel	15
2.5 Turbine à gaz à cycle combiné alimentée au gaz naturel.....	18
2.6 Importations de puissance du marché	20
2.7 Production par biomasse.....	23
2.8 TGCS et TGCC alimentées à l'hydrogène	26
2.9 TGCC alimentée au gaz naturel avec captage et stockage de carbone	30
2.10 Petit réacteur modulaire	33
2.11 Stockage dans les batteries	35
2.12 Efficacité énergétique.....	38
3 Comparaison des options de ressources	50
4 Descriptions des caractéristiques de ressources	54

Liste des figures

Figure A2.1 – Coûts et caractéristiques de l'énergie éolienne	4
Figure A2.2 – Caractéristiques et coûts de l'énergie solaire PV	7
Figure A2.3 – Coûts et caractéristiques de la centrale de Conapawa	11
Figure A2.4 – Caractéristiques et coûts de la centrale de Notigi	12
Figure A2.5 – Coûts et caractéristiques du SSE de Long Spruce.....	14
Figure A2.6 – Caractéristiques et coûts de la TGCS alimentée en gaz naturel.....	17
Figure A2.7 – Caractéristiques et coûts de la TGCC alimentée en gaz naturel	20
Figure A2.8 – Caractéristiques et coûts des importations de puissance du marché	22
Figure A2.9 – Caractéristiques et coûts de la Biomasse	25
Figure A2.10 – Caractéristiques et coûts des TGCS à hydrogène.....	28
Figure A2.11 – Caractéristiques et coûts des TGCC à hydrogène	30
Figure A2.12 – Caractéristiques et coûts de la TGCC alimentée en gaz naturel avec CSC	32
Figure A2.13 – Caractéristiques et coûts du petit réacteur modulaire	35
Figure A2.14 – Caractéristiques et coûts de Stockage dans les batteries.....	37
Figure A2.15 – Économies prévues par Efficacité Manitoba appliquées à la charge électrique.....	39
Figure A2.16 – Caractéristiques et coûts des groupes principaux d'efficacité énergétique	45
Figure A2.17 – Caractéristiques et coûts du groupe de thermopompes à air de l'efficacité énergétique	46
Figure A2.18 – Caractéristiques et coûts du groupe de thermopompes géothermiques de l'efficacité énergétique	48

Figure A2.19 – Efficacité énergétique – caractéristiques et coûts de l'énergie solaire PV distribuée.....	50
Figure A2.20 – Prévion du coût actualisé de l'énergie.....	51
Figure A2.21 – Prévion du coût actualisé de l'énergie - détaillée.....	52
Figure A2.22 – Prévion du coût actualisé de la puissance complémentaire hivernale	52
Figure A2.23 – Prévion du coût actualisé de la puissance complémentaire hivernale - détaillée	53

Liste des tableaux

Table A2.1 – Avantages et défis liés aux options de ressources éoliennes.....	3
Table A2.2 – Avantages et défis liés aux options de ressources solaires PV.....	5
Table A2.3 – Avantages et défis liés aux options de ressources hydroélectriques.....	8
Table A2.4 – Potentielles centrales hydroélectriques.....	9
Table A2.5 – Avantages et défis liés aux options de ressources TGCS alimentée au gaz naturel.....	16
Table A2.6 – Avantages et défis liés aux options de ressources TGCC alimentée au gaz naturel.....	18
Table A2.7 – Avantages et défis liés aux options de ressources issues d'importation	21
Table A2.8 – Avantages et défis liés aux options de ressources en biomasse	24
Table A2.9 – Avantages et défis liés aux options de ressources d'hydrogène.....	27
Table A2.10 – Avantages et défis liés aux options de ressources TGCC alimentée au gaz naturel avec CSC	31
Table A2.11 – Avantages et défis liés aux options de ressources de PRM.....	34
Table A2.12 – Avantages et défis liés à l'option de ressources de stockage dans les batteries	36
Table A2.13 – Avantages et défis liés aux options de ressources d'efficacité énergétique.....	40
Table A2.14 – Efficacité énergétique – principaux groupes.....	41
Table A2.15 – Efficacité énergétique – Groupes de thermopompes	42
Table A2.16 – Efficacité énergétique – Avantages liés au transport et à la distribution	42
Table A2.17 – Efficacité énergétique – Groupes d'énergie solaire PV	43

1 Introduction

Manitoba Hydro contrôle et tient à jour un inventaire des options de ressources de production d'électricité susceptibles de répondre aux besoins futurs en électricité du Manitoba. Cet inventaire comprend une série de technologies dont la production dans les services publics, l'amélioration des centrales existantes, la production décentralisée, ainsi que les mesures d'efficacité énergétique (gestion de la demande). Chacune de ces options de ressources est prise en compte et évaluée dans le processus de planification sur la base de ses caractéristiques techniques et économiques. Des descriptions de chacune de ces options sont fournies dans la présente annexe, notamment un aperçu de leur fonctionnement, des avantages et des défis associés à chaque ressource, ainsi qu'un résumé des principales caractéristiques clés utilisées dans le cadre des évaluations des ressources. L'inventaire de ressources reflète une diversité des types de combustible, la capacité de mobilisation, la maturité technologique et les émissions de gaz à effet de serre (GES). Les descriptions des caractéristiques de ressources sont fournies dans la dernière section de la présente annexe à titre de référence.

La compétitivité économique globale des différentes options est un élément clé du processus de planification des ressources pour l'approvisionnement en énergie et en puissance. Les graphiques récapitulatifs du coût actualisé de l'énergie et du coût actualisé de la puissance sont fournis aux fins de comparaison. Dans le cadre des évaluations de la modélisation, les coûts relatifs de l'énergie et de la puissance apportée au système électrique existant et au mélange de ressources existantes définit la concurrence économique des options de ressources.

2 Options de ressources

Il existe au total 15 options de ressources différentes, certaines ayant plus d'une variante. Voici une liste des options de ressources disponibles dans l'inventaire :

- Ressources renouvelables variables
 - Production d'énergie éolienne
 - Production d'énergie solaire photovoltaïque
- Ressources mobilisables
 - Production d'énergie hydroélectrique
 - Turbine à gaz à cycle simple alimenté au gaz naturel
 - Turbine à gaz à cycle combiné alimenté au gaz naturel--
 - Importations de puissance du marché
 - Production de biomasse
- Ressources technologiques émergentes
 - Turbine à gaz à cycle simple alimenté à l'hydrogène
 - Turbine à gaz naturel à cycle combiné alimenté à l'hydrogène
 - Turbine à gaz naturel à cycle combiné avec captage et stockage du carbone
 - Petit réacteur modulaire
 - Stockage de batterie
- Efficacité énergétique
 - Groupe principal
 - Regroupement de thermopompes
 - Énergie photovoltaïque décentralisée

Les ressources renouvelables variables ou les ressources intermittentes produisent de l'énergie lorsque les bonnes conditions sont réunies, par exemple lorsque le soleil brille. De ce fait, elles répondent bien aux besoins en énergie, mais on ne peut pas toujours compter sur elle pour ce qui est de la puissance, car elles ne peuvent pas être exploitées de manière fiable pour satisfaire aux demandes de pointe. Les ressources mobilisables sont celles qui peuvent être activées et désactivées selon le besoin et constituent donc de bonnes ressources au chapitre de la puissance.

2.1 Production d'énergie éolienne

Les éoliennes produisent de l'électricité en utilisant la force du vent pour faire tourner les pales d'une turbine liée au générateur. Une éolienne typique comprend un générateur, une boîte de vitesses et des commandes, logées dans un compartiment (une nacelle) situé au sommet d'une tour de turbine. La quantité d'énergie éolienne transférée à une turbine est proportionnelle à la zone de balayage des pales et à la vitesse du vent. Les parcs éoliens classiques à l'échelle des services publics se composent de plusieurs éoliennes tri pales (de 2,7 MW à 3,5 MW) réparties sur une grande surface. Les parcs éoliens sont adaptables et peuvent être construits à n'importe quelle taille. L'exploitation des parcs éoliens produit des émissions de GES négligeables.

Le Manitoba peut produire au moins plusieurs milliers de mégawatts d'énergie éolienne. Il existe actuellement dans la province des zones où la qualité du vent est appropriée pour atteindre des facteurs de puissance moyens supérieurs à 40 %. La figure A2.1 présente le facteur de puissance moyen et l'énergie moyenne provenant d'une ressource éolienne. Si la hauteur des tours continue à augmenter et que l'efficacité des turbines continue à s'améliorer, le facteur de puissance réalisable devrait également s'améliorer.

L'éolienne est une ressource variable ou intermittente dont la variabilité est à la fois saisonnière et quotidienne et qui produit habituellement un peu plus d'énergie pendant la nuit. L'éolienne a une puissance complémentaire limitée. La capacité de l'énergie éolienne à fournir de la puissance complémentaire pendant la période de charge de pointe hivernale au Manitoba est actuellement d'environ 20 % de la capacité de production installée. À mesure que la quantité totale d'énergie éolienne augmente dans le système, la quantité marginale de puissance complémentaire hivernale fournie par l'énergie éolienne supplémentaire diminue. En raison de la puissance complémentaire limitée fournie par la production d'énergie éolienne, d'autres types de production sont nécessaires pour fournir une puissance complémentaire et une capacité de mobilisation afin de s'assurer qu'une quantité suffisante d'énergie électrique est produite pendant les heures de demande de pointe.

L'intégration de ressources non distribuables telles que le vent dans le système électrique existant a un coût, notamment le coût associé à l'exploitation sous-optimale du système électrique pour tenir compte de la variabilité de la production d'énergie éolienne. Le coût du transport de l'électricité vers le réseau peut avoir des répercussions considérables sur le coût global. À mesure que la capacité éolienne augmente, des améliorations plus importantes devront être apportées au réseau de transport.

Les températures inférieures à zéro posent des problèmes d'exploitation et nécessitent des mises à niveau pour permettre aux turbines de fonctionner en toute sécurité jusqu'à -30 °C. Au-delà de cette température, les exploitations peuvent être limitées pour éviter des dommages à long terme.

Le coût actualisé de l'énergie éolienne a diminué au fil des années et elle est aujourd'hui l'une des ressources d'énergie électrique les moins coûteuses disponibles, notamment au Manitoba. La poursuite du développement technologique des éoliennes devrait entraîner d'autres diminutions du coût actualisé de l'énergie jusqu'en 2030.

Table A2.1 – Avantages et défis liés aux options de ressources éoliennes

Ressources	Avantages	Défis
Vent	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions de GES négligeables liées à l'exploitation • Ressource d'énergie électrique à faible coût • Pas de frais de combustible • Durée de construction relativement courte • Ressource évolutive • Les coûts actualisés de l'énergie devraient baisser 	<ul style="list-style-type: none"> • Ressource variable • La majeure partie de la puissance est non complémentaire • La puissance hivernale supplémentaire diminue avec la production totale d'énergie éolienne • Augmentation des coûts de transport avec une production d'énergie éolienne plus importante • Exploitation par temps froid

Caractéristiques de l'énergie éolienne

Représentées en huit blocs différents avec des niveaux croissants de coûts de transport et des niveaux décroissants de puissance hivernale accréditée commençant à 20 % et se réduisant à 1 % à mesure que l'on ajoute de l'énergie éolienne. Renseignements techniques fournis pour une ressource standard de 100 MW en considérant le délai de référence du projet pour une date de mise en service. De plus amples explications sur les niveaux de puissance complémentaire sont fournies à l'annexe 4 - Approche d'analyse

Puissance	
Puissance nominale	100 MW
Puissance hivernale complémentaire	20 MW
Puissance estivale complémentaire	20 MW

Énergie	
Énergie fiable	356 Gwh/an
Énergie moyenne	381 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	44 %
Taux de rendement thermique	S.O.

Durée de vie	25 ans
Intensité d'émissions de GES liées à l'exploitation	0 kg eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Court : 5, Mandat : 7, Long : 9 ans
Date de référence	2030

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	42 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	3,91 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec Transport	220 M\$	2 196 \$/kW	53 \$/MWh	940 \$/kW-année
Sans transport	165 M\$	1 649 \$/kW	44 \$/MWh	763 \$/kW-année

Figure A2.1 – Coûts et caractéristiques de l'énergie éolienne

2.2 Système solaire photovoltaïque

Le système solaire photovoltaïque (PV) est un dispositif semi-conducteur à l'état solide qui transforme l'énergie de la lumière du soleil en électricité. Contrairement à la plupart des autres options de production, l'énergie solaire photovoltaïque produit de l'électricité à courant continu (c.c.). L'électricité produite peut être utilisée directement, convertie en courant alternatif (c.a.) ou stockée dans une batterie pour une utilisation ultérieure. Les cellules solaires individuelles sont relativement petites et raccordées pour former des modules qui constituent de plus grands panneaux, placés en réseau. Les centrales solaires PV sont généralement constituées de nombreux panneaux solaires photovoltaïques reliés entre eux dans un « parc » solaire. Pour optimiser la production d'énergie, les panneaux peuvent être orientés vers le soleil ou utiliser des systèmes de surveillance mécanique pour suivre le chemin quotidien du soleil dans le ciel. Les parcs solaires sont ajustables et peuvent être construits à n'importe quelle taille.

Pendant l'exploitation, il n'y a pas de combustion ni d'autres réactions chimiques, ce qui permet de disposer d'une ressource d'énergie électrique sans émission de GES. Les ressources solaires étant variables ou intermittentes, le potentiel de production varie en fonction de la saison, de l'heure de la journée, de l'angle du soleil par rapport aux panneaux, de la situation géographique et de la couverture nuageuse. En moyenne, le sud du Manitoba dispose d'une ressource solaire de bonne qualité. La ressource solaire au Manitoba est beaucoup plus importante en été, avec une éventuelle production d'énergie solaire en juin, juillet et août environ deux fois supérieure à celle de décembre, janvier et février. Le faible rapport puissance taille des panneaux entraîne des besoins en espace importants pour les exploitations à grande échelle et peut nécessiter de grandes superficies.

En général, le potentiel de production d'énergie solaire est à l'opposé des besoins énergétiques du Manitoba. En été, l'énergie solaire produit le plus d'électricité (plus d'heures de clarté et plus d'intensité solaire) lorsque les besoins en électricité sont les moins importants. En hiver, l'énergie solaire produit une quantité limitée d'électricité (moins d'heures de clarté et moins d'intensité solaire) lorsque les besoins en électricité sont les plus importants. En outre, l'énergie solaire est incapable de fournir une puissance complémentaire pendant la charge de pointe coïncidente de l'hiver au Manitoba. Étant donné qu'une grande partie de la charge de pointe d'hiver du système se produit en dehors des heures de clarté, l'énergie solaire ne fournit que peu ou pas d'énergie au moment où elle est le plus nécessaire.

Le coût actualisé de l'électricité provenant d'énergie solaire PV a considérablement diminué au cours de la dernière décennie, ce qui en a fait une forme d'électricité concurrentielle dans de nombreux pays. Malgré ces réductions de coût spectaculaires, le coût de l'énergie solaire PV produite au Manitoba reste supérieur à celui de l'énergie éolienne, une ressource concurrente à faible coût et sans émissions de GES. La poursuite du développement technologique et les économies d'échelle de l'énergie solaire devraient continuer à entraîner une diminution des coûts de l'énergie jusqu'en 2030.

Table A2.2 – Avantages et défis liés aux options de ressources solaires PV

Ressources	Avantages	Défis
Énergie solaire photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions de GES négligeables liées à l'exploitation • Diminution prévue des coûts • Peu d'entretien • Ressource ajustable • Pas de coûts de combustible • Le lieu de production peut être à proximité du transport ou de la charge 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût de l'énergie actuellement plus élevé que celui de l'énergie éolienne • Très variable • Pas de puissance complémentaire en hiver • Le profil de production d'énergie ne correspond pas aux besoins du système de Manitoba Hydro • Faibles efficacités de conversion de l'énergie solaire • Faible rapport puissance taille

Caractéristiques de l'énergie solaire photovoltaïque

Il s'agit d'une énergie solaire photovoltaïque à l'échelle des services publics avec suivi d'un seul axe. Évalué en deux blocs de coûts de transport croissants qui peuvent être adaptés à n'importe quelle taille. Renseignements techniques fournis pour une ressource standard de 100 MW, en supposant le délai d'exécution du projet de référence pour une date de mise en service.

Puissance	
Puissance nominale	100 MW
Puissance hivernale complémentaire	0 MW
Puissance estivale complémentaire	35 MW

Énergie	
Énergie fiable	144 Gwh/an
Énergie moyenne	188 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	21%
Taux de rendement thermique	S.O.
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Court : 6, Référence : 9, Long : 12 ans
Date de référence	2032

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	22\$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	3,22\$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec Transport	156 M\$	1 557 \$/kW	68 \$/MWh	S.O.
Sans transport	148 M\$	1 478 \$/kW	66 \$/MWh	S.O.

Figure A2.2 – Caractéristiques et coûts de l'énergie solaire PV

2.3 Production d'énergie hydroélectrique

L'énergie hydroélectrique produit de l'électricité en convertissant l'énergie potentielle en énergie cinétique à partir de l'eau qui s'écoule le long d'une élévation. Une centrale classique est constituée d'un barrage sur une rivière, d'une centrale électrique avec des générateurs et d'un évacuateur de crue. L'eau qui se trouve derrière le barrage est acheminée vers la centrale par un tube d'aspiration et vers une turbine. Lorsque l'eau est poussée vers le bas par le tube d'aspiration, elle passe à travers la turbine, ce qui la fait tourner. La turbine rotative est reliée à un générateur qui tourne pour produire de l'électricité.

Pour exploiter un barrage en toute sécurité, les évacuateurs de crue sont utilisés pour permettre à l'eau de contourner la centrale pendant les périodes de débit élevé, lorsque le volume d'eau est trop important pour que la centrale puisse l'utiliser. De plus, certaines centrales hydroélectriques disposent de réservoirs qui permettent d'atténuer les effets saisonniers du débit naturel d'eau. Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau ne disposent pas de réservoir et sont soumises aux variations naturelles du débit d'eau. La plupart des centrales hydroélectriques de Manitoba Hydro ont des capacités de stockage limitées dans le bief d'amont immédiat, mais disposent de réservoirs de stockage situés plus en amont.

La charge de pointe du Manitoba est atteinte pendant la période de chauffage hivernale; cependant, les débits fluviaux sont les plus élevés au printemps, lorsque la demande en électricité est généralement à son plus bas ou presque. La disponibilité des réservoirs de stockage dans le système hydraulique permet de stocker le combustible sous forme d'eau pendant les saisons de faible demande et de l'utiliser plus tard pendant les saisons de forte demande.

Les centrales hydroélectriques ont des coûts d'investissement initiaux très élevés, ainsi que des délais de planification et de construction très longs. En outre, ces centrales ont généralement un facteur de puissance très élevé et des coûts d'exploitation et d'entretien très faibles. Au Manitoba, les redevances hydrauliques sont payées au gouvernement provincial sur une base annuelle en fonction de la quantité d'électricité produite par chaque centrale.

Les possibles incidences environnementales des grandes installations hydroélectriques, dues aux inondations, aux modifications du régime et de l'habitat d'eau, nécessitent des évaluations environnementales qui peuvent donner lieu à de longues procédures d'examen et d'approbation réglementaires.

Les centrales hydroélectriques ont une durée de vie utile très longue. Certaines des centrales de Manitoba Hydro sont en service depuis plus de 100 ans. À des fins d'analyse économique, la durée de vie d'une nouvelle centrale hydroélectrique est estimée à 72 ans, ce qui reflète une combinaison des différentes durées de vie de l'équipement mécanique et électrique, et des durées de vie des structures en béton et en terre.

Table A2.3 – Avantages et défis liés aux options de ressources hydroélectriques

Ressources	Avantages	Défis
Énergie hydroélectrique	<ul style="list-style-type: none"> • Source de puissance complémentaire • Fiable • Longue durée de vie (plus de 70 ans) • Émissions de GES négligeables liées à l'exploitation • Les réservoirs permettent de stocker de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts d'investissements initiaux élevés • Délais de mise en œuvre longs • Les emplacements ne sont généralement pas situés près des centres de charge • Variations saisonnières de l'eau • Production affectée par la sécheresse • Incidences environnementales et long processus d'approbation réglementaire

Nouvelles options de ressources hydroélectriques

L'inventaire actuel des potentielles centrales hydroélectriques de Manitoba Hydro comprend 12 sites d'une puissance complémentaire hivernale totale de 3 500 MW. Ces 12 sites potentiels couvrent un large éventail d'emplacements, de puissance électrique, d'énergie électrique, de coûts et d'activités économiques. Neuf de ces sites sont inclus dans l'évaluation et sont énumérés dans le tableau ci-dessous :

Table A2.4 – Potentielles centrales hydroélectriques

Nom	Puissance nominale	Puissance hivernale complémentaire	Énergie fiable
Centrale de Bladder Rapids	510 MW	-	3 100 MWh
Centrale hydroélectrique de Conawapa	1 485 MW	1 265 MW	7 000 MWh
Centrale Early Morning	80 MW	60 MW	500 MWh
Centrale de First Rapids	210 MW	195 MW	1 300 MWh
Centrale de Gillam Island	1 080 MW	850 MW	4 900 MWh
Centrale de Kepuche	210 MW	190 MW	1 100 MWh
Centrale de Manasan (haute chute)	270 MW	250 MW	1 600 MWh
Centrale de Manasan (basse chute)	70 MW	60 MW	500 MWh
Centrale de Notigi	120 MW	100 MW	830 MWh

Des caractéristiques détaillées de deux de ces sites hydroélectriques ayant le potentiel économique le plus important sont fournies : il s'agit de Conawapa et Notigi.

Caractéristiques de la centrale de Conapawa

Une centrale à dix unités située sur le fleuve Nelson dans le nord du Manitoba Elle est située en aval de la centrale de Limestone et fonctionnerait comme une centrale au fil de l'eau.

Puissance	
Puissance nominale	1 485 MW
Puissance hivernale complémentaire	1 265 MW
Puissance estivale complémentaire	1 360 MW

Énergie	
Énergie fiable	4 930 Gwh/an
Énergie moyenne	7 000 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	57%
Taux de rendement thermique	S.O.
Durée de vie	72 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 18 ans
Date de référence	2041

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	13 \$/kW-an
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	3,34 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	9 902 M\$	6 668 \$/kW	77 \$/MWh	401 \$/kW-année
Sans transport	9 332 M\$	6 284 \$/kW	73 \$/MWh	378 \$/kW-année

Figure A2.3 – Coûts et caractéristiques de la centrale de Conapawa

Caractéristiques de la centrale de Notigi

Une centrale à deux unités située sur la rivière Burntwood dans le nord du Manitoba. Une centrale électrique serait ajoutée au site de Notigi existant pour tirer parti de l'infrastructure de contrôle actuelle.

Puissance	
Puissance nominale	120 MW
Puissance hivernale complémentaire	100 MW
Puissance estivale complémentaire	100 MW

Énergie	
Énergie fiable	750 Gwh/an
Énergie moyenne	830 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	85 %
Taux de rendement thermique	S.O.
Durée de vie	72 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 10 ans
Date de référence	2033

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	46 \$/kW-an
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	3,34 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	1 259 M\$	10 492 \$/kW	84 \$/MWh	657 \$/kW-an
Sans transport	1 002 M\$	8 348 \$/kW	68 \$/MWh	525 \$/kW-an

Figure A2.4 – Caractéristiques et coûts de la centrale de Notigi

Améliorations des centrales hydroélectriques existantes

L'amélioration des centrales existantes représente une source potentielle d'énergie électrique supplémentaire et de ressources de puissance. Les centrales hydroélectriques existantes pourraient faire l'objet d'améliorations afin d'augmenter leur énergie électrique et/ou leur puissance. Une de ces éventuelles améliorations consiste à remplacer une roue de turbine et d'autres éléments de la centrale de Long Spruce pour augmenter le débit dans une unité, ce qui permet d'accroître la puissance. Ce projet augmenterait la puissance électrique de la centrale, mais ne produirait pas d'énergie électrique supplémentaire. L'amélioration potentielle de la centrale de Long Spruce est le seul projet de ce type qui a été pris en compte dans l'analyse à l'heure actuelle, mais il est possible d'améliorer davantage d'unités de Long Spruce et des unités d'autres centrales.

Caractéristiques du Supply Side Enhancement de Long Spruce

Une opportunité de Supply Side Enhancement (SSE) à la centrale de Long Spruce pour relancer l'une des unités existantes pendant une rénovation d'entretien planifiée. L'amélioration fournit une puissance supplémentaire, mais pas d'énergie. Supposant le délai de référence du projet pour une date de mise en service.

Puissance	
Puissance nominale	38 MW
Puissance hivernale complémentaire	38 MW
Puissance estivale complémentaire	38 MW

Énergie	
Énergie fiable	0 Gwh/an
Énergie moyenne	0 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	0 %
Taux de rendement thermique	S.O.
Durée de vie	50 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 4 ans
Date de référence	2027

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	0\$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	S.O.
Coûts d'intégration au système	S.O.

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	47 M\$	1 243 \$/kW	S.O.	63 \$/kW-année
Sans transport	42 M\$	1 111 \$/kW	S.O.	56 \$/kW-année

Figure A2.5 – Coûts et caractéristiques du SSE de Long Spruce

2.4 Turbine à gaz à cycle simple alimenté au gaz naturel

Une turbine à gaz à cycle simple (TGCS) est un type de moteur à combustion interne doté d'un compresseur rotatif en amont, d'une chambre de combustion et d'une turbine en aval. Le combustible est mélangé à l'air et enflammé dans la chambre de combustion, les produits de combustion fortement dilatés étant poussés dans la section de la turbine. Les produits de la combustion sont dirigés par des buses vers les pales de la turbine, ce qui la fait tourner. La turbine rotative est ensuite raccordée à un générateur pour produire de l'électricité.

Une TGCS est généralement alimentée par du gaz naturel, mais d'autres combustibles peuvent également l'alimenter. Souvent, la puissance de bicombustion avec pétrole comme combustible de secours peut être utilisée pour augmenter la disponibilité de la production lorsque l'approvisionnement en gaz naturel est réduit, bien que l'utilisation du mazout comme combustible de secours est peu fréquente et est devenue moins courante au cours des dernières années. Par exemple, les unités de TGCS de Brandon disposent d'un combustible de secours qui n'a cependant jamais été utilisé au cours de leurs 20 années d'exploitation.

Les TGCS sont une option d'approvisionnement qui offre une évolutivité, de faibles coûts d'investissement et une grande souplesse d'exploitation. Les TGCS sont disponibles dans une variété de tailles allant de moins d'un mégawatt à plus de 500 MW. Les centrales électriques à TGCS peuvent être composées d'un ou de plusieurs groupes de turbogénérateurs. Cela permet à la capacité d'une centrale de mieux correspondre aux exigences du système, évitant ainsi les investissements en capital qui dépassent les besoins du système.

Les TGCS peuvent être conçues avec une capacité de démarrage rapide, ce qui leur permet d'atteindre rapidement la charge pleine. Ils peuvent ainsi servir de solution de secours et fournir des services de régulation ou de façonnage pour les charges variables provenant de ressources variables telles que le vent. Les TGCS sont largement utilisées pour satisfaire aux demandes de charge de pointe à court terme et pour conférer des fonctions d'appui au réseau. Toutefois, cette option de ressource est rarement utilisée uniquement pour la production d'énergie électrique en raison de sa faible efficacité par rapport à une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC).

Sur le plan environnemental, les besoins en eau de la TGCS alimentée au gaz naturel sont minimes et les émissions atmosphériques d'oxyde d'azote (NOx) peuvent être ramenées à de faibles niveaux. Le GES est émis à un taux de 532 kg d'eq. CO₂/MWh dans le cadre des opérations normales de la centrale. En tant que ressource génératrice des émissions de GES, il existe des risques futurs concernant les potentiels règlements sur les émissions qui peuvent augmenter le coût et/ou restreindre l'utilisation de ce type de ressource. Voir l'annexe 6 pour plus de plus amples détails sur l'évolution du paysage des politiques.

L'option de ressources TGCS alimentée au gaz naturel est une technologie évoluée et fiable, dont les performances des turbines à gaz devraient encore s'améliorer au cours des prochaines décennies. Ces améliorations devraient se traduire par de légères réductions de coûts au fil du temps.

Table A2.5 – Avantages et défis liés aux options de ressources TGCS alimentée au gaz naturel

Ressources	Avantages	Défis
Turbine à gaz à cycle simple alimenté au gaz naturel (TGCS)	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie éprouvée et fiable • Ressources mobilisables • Puissance à faible coût • Idéal les exploitations de pointe et à démarrage rapide • Source fiable d'énergie électrique pendant la sécheresse 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût d'exploitation variable élevé • Volatilité et risques liés au prix du combustible • Moins efficace que la TGCC • Ressources à base de combustible fossile produisant des émissions de GES • Risque futur lié à la politique sur le GES

Caractéristiques de la TGCS alimentée en gaz naturel

Il s'agit d'une turbine à gaz à cycle simple 7FA de General Electric (GE).

Puissance	
Puissance nominale	210 MW
Puissance hivernale complémentaire	223 MW
Puissance estivale complémentaire	196 MW

Énergie	
Énergie fiable	1 603 Gwh/an
Énergie moyenne	91 - 366 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	5 - 20 %
Taux de rendement thermique	9 938 BTU/kWh
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	532 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 6 ans
Date de référence	2029

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	18 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	5,99\$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	223 M\$	1 060 \$/kW	177 - 321 \$/MWh	79 \$/kW-année
Sans transport	210 M\$	1 002 \$/kW	175 - 313 \$/MWh	76 \$/kW-année

Figure A2.6 – Caractéristiques et coûts de la TGCS alimentée en gaz naturel

2.5 Turbine à gaz à cycle combiné alimentée au gaz naturel

Une turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) utilise une TGCS ainsi qu'un générateur de vapeur à récupération de chaleur utilisant le cycle de Rankine. Une TGCS enflamme un mélange gaz-air qui se dilate et passe par une turbine pour faire tourner un générateur électrique. En outre, un second système est associé à la TGCS pour capter la chaleur résiduelle des gaz d'échappement et l'utiliser dans un générateur à cycle de Rankine pour convertir l'eau à haute pression en vapeur. La vapeur en expansion fait tourner une deuxième turbine raccordée à un générateur et produit de l'électricité supplémentaire. L'utilisation de la chaleur des gaz d'échappement de la turbine, qui serait autrement perdue, permet d'obtenir des rendements thermiques supérieurs à ceux des TGCC.

Les unités TGCC classiques fonctionnent au gaz naturel comme combustible. Souvent, la puissance de bicombustion avec pétrole comme combustible de secours peut être utilisée pour augmenter la disponibilité de la production lorsque l'approvisionnement en gaz naturel est réduit, bien que l'utilisation du mazout comme combustible de secours est peu fréquente et est devenue moins courante au cours des dernières années. Une TGCC est capable de fournir un service d'électricité de base et intermédiaire avec des facteurs de puissance couramment observés dans l'industrie, allant de 35 % à 70 %.

Une TGCC alimentée au gaz naturel est une option d'approvisionnement qui présente des caractéristiques telles qu'un rendement thermique élevé, un coût d'investissement faible à modéré, une grande fiabilité, des émissions atmosphériques réduites, des délais d'exécution courts et une excellente flexibilité d'exploitation. Une TGCC est disponible dans une variété de configurations allant de moins de 10 MW à plus de 1 000 MW.

L'utilisation d'une TGCC entraîne des émissions d'oxyde d'azote (NOx) et de dioxyde de carbone (CO₂). Les émissions d'oxyde d'azote peuvent être réduites à de faibles niveaux grâce à la technologie existante. Le GES est émis à un taux de 358 kg d'eq. CO₂/MWh dans le cadre des opérations normales de la centrale. En tant que ressource génératrice des émissions de GES, il existe des risques futurs concernant les potentiels règlements sur les émissions qui peuvent augmenter le coût et/ou restreindre l'utilisation de ce type de ressource. Voir l'annexe 6 pour plus de plus amples détails sur l'évolution du paysage des politiques.

La consommation d'eau pour le refroidissement du condenseur de la centrale électrique semble être un défi de plus en plus important en Amérique du Nord. La consommation d'eau peut être réduite par l'utilisation du refroidissement à sec (en cycle fermé), mais à un coût supplémentaire et une efficacité réduite. Il est probable qu'à l'avenir, un nombre croissant de nouveaux projets se serviront du refroidissement à sec.

Table A2.6 – Avantages et défis liés aux options de ressources TGCC alimentée au gaz naturel

Ressources	Avantages	Défis
Turbines à gaz à cycle combiné alimentée au gaz naturel (TGCC)	<ul style="list-style-type: none"> • Service de charge intermédiaire ou de base • Ressources mobilisables • Technologie éprouvée et fiable • Plus efficace que la TGCS • Source fiable d'énergie électrique pendant la sécheresse 	<ul style="list-style-type: none"> • Volatilité et risques liés au prix du combustible • Ressources à base de combustible fossile produisant des émissions de GES • Risques futurs liés à la politique sur le GES

Caractéristiques de la TGCC alimentée en gaz naturel

Il s'agit d'une turbine à gaz à cycle combiné 7FA de GE.

Puissance	
Puissance nominale	308 MW
Puissance hivernale complémentaire	325 MW
Puissance estivale complémentaire	291 MW

Énergie	
Énergie fiable	2 339 Gwh/an
Énergie moyenne	926 - 1 852 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	35 - 70 %
Taux de rendement thermique	6 680 BTU/kWh
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	358 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 6 ans
Date de référence	2029

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	24 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	3,18 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	392 M\$	1 272 \$/kW	107 - 124 \$/MWh	100 \$/kW-année
Sans transport	374 M\$	1 214 \$/kW	106 - 123 \$/MWh	97 \$/kW-année

Figure A2.7 – Caractéristiques et coûts de la TGCC alimentée en gaz naturel

2.6 Importations de puissance du marché

Les importations en provenance d'autres pays par le biais des lignes de transport existantes sont une option de ressource potentielle disponible pour répondre aux besoins en matière de puissance. Manitoba Hydro entretient actuellement un lien fort avec le marché Midcontinent Independent System Operator (MISO) aux États-Unis (É.-U.) pour la fourniture d'énergie et de puissance. Selon l'évolution des conditions de marché, Manitoba Hydro pourrait importer de l'électricité pour, à l'avenir, satisfaire aux besoins en puissance à court terme. Les importations de puissance sont considérées comme une option de ressource potentielle, les importations d'énergie connexes étant prises en compte par le processus de modélisation dans les limites des critères de planification de la production.

La limite d'importation de puissance complémentaire à long terme de Manitoba Hydro sur les lignes de transport existantes en provenance des États-Unis est de 1 400 MW et cette capacité d'importation peut être entièrement utilisée pour des achats d'importation d'énergie pendant l'équivalent de la période creuse, en fonction des niveaux d'eau. Les achats de puissance sont conçus comme une ressource de transition à court terme jusqu'à ce que d'autres formes de puissance soient mises en service. Par conséquent, les achats de puissance sont limités à une durée de cinq ans ou moins, et à un maximum de 50 MW. Des importations de puissance plus importante nécessiteraient très probablement la construction de ressources de puissance aux États-Unis, précisément pour répondre aux besoins du Manitoba. Actuellement, le marché MISO évolue vers une demande de pointe hivernale et n'a que peu ou pas d'excédent de puissance pour répondre aux besoins du Manitoba.

La production du marché MISO est regroupée pour tous les types de production afin de définir le profil d'intensité des émissions de GES associées ainsi que d'autres émissions atmosphériques dangereuses. L'intensité moyenne des émissions de GES de la production dans le nord du MISO était de 448 kg d'éq. CO₂/MWh en 2020, contre 701 kg d'éq. CO₂/MWh en 2010, et devrait continuer à baisser à l'avenir. Une intensité des émissions de GES de 448 kg d'éq. CO₂/MWh est légèrement inférieure à celle d'une TGCS alimentée au gaz naturel, mais supérieure à celle d'une TGCC alimentée au gaz naturel. Dans l'ensemble, le bouquet énergétique de production en 2022 dans le MISO était composé à 31 % d'énergie non émettrice, l'essentiel provenant du vent et du nucléaire.

Table A2.7 – Avantages et défis liés aux options de ressources issues d'importation

Ressources	Avantages	Défis
Importations de puissance du marché	<ul style="list-style-type: none"> • Peut être une ressource flexible à court terme • Achats de courte durée 	<ul style="list-style-type: none"> • Prix soumis aux conditions du marché en vigueur • MISO est actuellement à court de puissance • La composition de production et le marché de MISO évoluent, ce qui est source d'incertitude

Caractéristiques des importations de puissance du marché

Achats de puissance d'une durée de cinq ans ou moins, jusqu'à un maximum de 50 MW à un moment donné.

Puissance	
Puissance nominale	50 MW
Puissance hivernale complémentaire	50 MW
Puissance estivale complémentaire	50 MW

Énergie	
Énergie fiable	0 Gwh/an
Énergie moyenne	0 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyen	S.O.
Taux de rendement thermique	S.O.
Durée de vie	Contrats d'une durée maximale de 5 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	448 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 1 an
Date de référence	2024

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	0 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	S.O.	S.O.	S.O.	Basé sur le marché
Sans transport	S.O.	S.O.	S.O.	Basé sur le marché

Figure A2.8 – Caractéristiques et coûts des importations de puissance du marché

2.7 Production par biomasse

Les matériaux de la biomasse, tels que les déchets de bois, les déchets agricoles, les résidus de culture ou les cultures dédiées, peuvent être convertis en chaleur, en électricité ou les deux. Les centrales électriques à vapeur conventionnelles, avec ou sans cogénération, seront probablement la principale technologie de production future d'électricité à partir de résidus de cultures ou de bois. Les centrales électriques à biomasse combustible solide peuvent utiliser des procédés tels que la combustion directe ou la gazéification. La combustion directe de la biomasse fait appel à une technologie évoluée de centrale de turbine à vapeur impliquant un processus traditionnel à quatre éléments, à savoir une chaudière à alimentation mécanique, un turbogénérateur, un condenseur et une pompe d'alimentation de chaudière. Une chaudière à alimentation mécanique a la possibilité nécessaire pour brûler de la biomasse de taille variable et à teneur en eau variable. Cette configuration de centrale peut également être facilement ajustée pour permettre la combustion conjointe avec d'autres combustibles tels que le gaz naturel.

La biomasse est souvent déchetée en petits morceaux pour permettre un séchage uniforme du combustible, ce qui augmente l'efficacité de la combustion. La manutention de ce combustible peut être plus difficile que celle des combustibles traditionnels (certains matériaux de la biomasse peuvent boucher les systèmes de manutention du combustible ou les chaudières). La taille optimale d'une centrale électrique alimentée à la biomasse se situe très probablement entre 15 et 30 MW, en raison d'un équilibre entre les économies d'échelle et le coût de la collecte, du stockage et du transport du combustible vers le site. Actuellement, le coût de l'énergie produite à partir de cette forme de technologie est élevé et dépend largement du coût du transport des combustibles.

Cette forme de production d'énergie peut être considérée comme neutre en carbone puisqu'elle remplace le rejet naturel de CO₂ provenant de la décomposition biologique en utilisant la matière pour la production d'énergie et en rejetant du CO₂ lors de la combustion. Toutefois, l'incidence sur l'environnement demeure, car cette ressource produit du CO₂ comparable à celui de la production d'électricité à partir du charbon.

Les principaux obstacles au développement des centrales à biomasse combustible solide sont les coûts d'investissement, la disponibilité d'une charge de cogénération pour d'autres utilisations commerciales fournissant de la chaleur résiduelle, et garantissant un approvisionnement en combustible adéquat, stable et économique.

La production possible de toutes les principales ressources en biomasse au Manitoba est estimée à 4 000 à 5 000 GWh d'énergie. Comme les ressources en biomasse sont largement distribuées géographiquement, les coûts de collecte et de transport représentent jusqu'à 40 % du coût actualisé de l'énergie. Le développement de diverses industries bioénergétiques risque d'accroître la concurrence et les prix pour les mêmes matières premières de biomasse.

Table A2.8 – Avantages et défis liés aux options de ressources en biomasse

Ressources	Avantages	Défis
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Distribuable • Technologie évoluée 	<ul style="list-style-type: none"> • Source d'énergie et de puissance à coût élevé • Coût de l'énergie fortement dépendant des coûts du transport de combustible • Émissions atmosphériques dangereuses comparables à celles du charbon • Ressource limitée au Manitoba

Caractéristiques de la biomasse

Il s'agit d'une centrale à biomasse de déchets de bois.

Puissance	
Puissance nominale	30 MW
Puissance hivernale complémentaire	32 MW
Puissance estivale complémentaire	28 MW

Énergie	
Énergie fiable	95 Gwh/an
Énergie moyenne	5 - 218 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	2 - 83 %
Taux de rendement thermique	13 500 BTU/kWh
Durée de vie	40 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0/1 620 (wo/w fuel) kg d'éq. CO ₂ e/MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 8 ans
Date de référence	2031

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	97 - 296 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	6,19 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	176 M\$	5 865 \$/kW	138 - 2,417 \$/MWh	397 - 596 \$/kW-année
Sans transport	162 M\$	5 410 \$/kW	135 - 2 283 \$/MWh	375 - 574 \$/kW-année

Figure A2.9 – Caractéristiques et coûts de la Biomasse

2.8 TGCS et TGCC alimentées à l'hydrogène

Les turbines alimentées à l'hydrogène utilisent la même technologie que les TGCS et les TGCC, mais sont conçues pour fonctionner avec de l'hydrogène. Elles produisent de l'électricité de la même manière que les TGCS et les TGCC et présentent des caractéristiques similaires (voir les sections 2.4 et 2.5). L'une des principales différences est que les turbines alimentées à l'hydrogène (TGCS et TGCC) ne produisent pas d'émissions de GES pendant leur fonctionnement. L'autre différence est l'approvisionnement limité en hydrogène, qui est plus restrictif que le gaz naturel, ce qui réduit la durée de fonctionnement des unités alimentées à l'hydrogène.

Étant donné que les turbines à hydrogène dans les services publics en sont encore au stade de développement et qu'elles ne devraient pas être commercialisées avant 2030, un concept de haut niveau et une estimation du coût des turbines à hydrogène ont été élaborés. Cela a permis d'élargir l'éventail des options de ressource de puissance non émettrice dans le processus d'évaluation de ressource. Le concept de turbine à hydrogène comprend les éléments suivants : turbines à combustion alimentées à 100 % en hydrogène (TGCS et TGCC); installations de production d'hydrogène par électrolyseur avec une charge électrique associée sur le réseau de Manitoba Hydro; transport de l'hydrogène; et installations de stockage de l'hydrogène. En raison du coût élevé et de la disponibilité limitée de ce combustible, il est utilisé exclusivement comme ressource de pointe en hiver.

Un série de durées de fonctionnement et de volumes de stockage a été utilisée pour représenter les besoins en ressource de puissance pendant les périodes de pointe hivernales froides. Les facteurs de puissance obtenus étaient de 2 %, 4 %, 8 %, 12 %, 15 % et 19 %. En raison de l'importance du volume de stockage requis, on considère que le stockage se fera dans un dôme de sel géologique. Le concept comprend un petit électrolyseur qui remplit lentement l'installation de stockage sur une période de 6 mois pendant l'été, en dehors de la période de demande de pointe hivernale. En général, à mesure que les facteurs de puissance augmentent, les TGCC deviennent plus compétitives que les TGCS en raison d'une meilleure efficacité unitaire qui compense des coûts d'investissement plus élevés.

Les coûts comprennent les turbines, les électrolyseurs, le transport, le stockage en dôme de sel et les coûts d'exploitation et d'entretien (E et E). Le coût et la quantité d'électricité nécessaire à la production d'hydrogène sont déterminés par le modèle. Le coût résultant de la puissance en hydrogène avec un facteur de puissance de 2 % est environ le double du coût des TGCC alimentées au gaz naturel, et le quadruple avec un facteur de puissance de 4 %.

Globalement, l'hydrogène peut être utilisé pour fournir un stockage d'énergie de longue durée. La conversion de l'électricité en hydrogène est d'une efficacité de l'ordre de 70 à 80 %, à laquelle s'ajoutent les pertes de processus du système, les pertes de compression et les pertes de stockage. La reconversion de l'hydrogène en électricité à l'aide de turbines de combustion a un rendement de 35 à 60 % en fonction des turbines utilisées. Le processus de conversion de l'électricité en hydrogène se traduit par un rendement global de l'ordre de 25 à 50 %, en fonction des technologies spécifiques des électrolyseurs, des turbines et d'autres pertes.

Table A2.9 – Avantages et défis liés aux options de ressources d'hydrogène

Ressources	Avantages	Défis
Turbine à hydrogène (TGCS et TGCC)	<ul style="list-style-type: none"> • Ressources de pointe distribuables • Ressources non émettrices de GES • Certains éléments technologiques sont éprouvés 	<ul style="list-style-type: none"> • Durée de fonctionnement limité par le combustible disponible • Coûts de combustible très élevés • Double du coût de puissance des turbines au GN • Encore au stade de développement • Stockage géologique à grande échelle

Caractéristiques des TGCS à hydrogène

Il s'agit d'une turbine à cycle simple 7FA de GE avec une alimentation en hydrogène limitée à des facteurs de puissance de 2 % à 19 %. L'unité est jumelée à une charge électrique pour représenter l'électrolyseur et comptabiliser l'énergie consommée.

Puissance	
Puissance nominale	210 MW
Puissance hivernale complémentaire	223 MW
Puissance estivale complémentaire	0 MW

Énergie	
Énergie fiable	Été : -119 à -1 193 Gwh/an Hiver : + 35 à + 353 Gwh/an
Énergie moyenne	Été : + 119 à + -1 193 Gwh/an Hiver : + 35 à + 353 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	2 - 19 %
Taux de rendement thermique	9 938 BTU/kWh
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 8 ans
Date de référence	2031

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E (exploitation et d'entretien) fixes	24 - 290 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	15,25\$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	451 - 2 196 M\$	2 146 - 10 455 \$/kW	617 - 1 117 \$/MWh	155 - 764 \$/kW-année
Sans transport	438 - 2 183 M\$	2 088 - 10 397 \$/kW	615 - 1 098 \$/MWh	152 - 761 \$/kW-année

Figure A2.10 – Caractéristiques et coûts des TGCS à hydrogène

Caractéristiques des TGCC à hydrogène

Il s'agit d'une turbine à cycle combiné 7FA de GE avec une alimentation en hydrogène limitée à des facteurs de puissance de 2 % à 19 %. L'unité est jumelée à une charge électrique pour représenter l'électrolyseur et comptabiliser l'énergie consommée.

Puissance	
Puissance nominale	308 MW
Puissance hivernale complémentaire	325 MW
Puissance estivale complémentaire	0 MW

Énergie	
Énergie fiable	Été : - 122 à + -1 222 Gwh/an Hiver : + 52 à + 517 Gwh/an
Énergie moyenne	Été : - 122 à - 1 222 Gwh/an Hiver : + 52 à + 517 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	2 - 19 %
Taux de rendement thermique	6 680 BTU/kWh
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 8 ans
Date de référence	2031

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E fixes	27 - 71 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	9,64 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	641 - 2 428 M\$	2 088 - 7 882 \$/kW	460 - 1 075 \$/MWh	156 - 584 \$/kW-année
Sans transport	623 - 2 410 M\$	2 023 - 7 825 \$/kW	458 - 1 056 \$/MWh	153 - 581 \$/kW-année

Figure A2.11 – Caractéristiques et coûts des TGCC à hydrogène

2.9 TGCC alimentée au gaz naturel avec captage et stockage de carbone

Une turbine à gaz à cycle combiné avec captage et stockage du carbone (TGCC + CSC) utilise une TGCC classique avec un équipement capable de capter les émissions de CO₂ des gaz d'échappement du générateur et de les stocker. Les unités TGCC + CSC présentent des caractéristiques similaires à celles des unités TGCC, la principale différence étant des émissions de GES nettes plus faibles.

L'objectif du CSC est de stocker de façon permanente les émissions de CO₂ dans des formations géologiques souterraines. Le CSC est une technologie qui en est encore à la phase de démonstration de son développement technologique, et il n'existe que quelques dizaines d'exemples opérationnels dans le monde. Capturer 100 % de toutes les émissions de CO₂ est un défi et n'est pas réalisable à l'heure actuelle. Un seuil de captage de 90 % est devenu un objectif typique, fondé sur la faisabilité technologique et l'économie. Des taux de captage du CO₂ plus élevés peuvent être possibles. L'ajout du CSC à une unité de production se traduit par des coûts importants. Ce coût augmente d'environ 150 % par MW de puissance pour une unité TGCC, bien que ce pourcentage soit grandement variable selon des paramètres de chaque projet.

L'équipement de CSC nécessite une quantité importante d'énergie pour séparer le CO₂, ainsi que pour sa compression, son transport et son stockage dans des formations géologiques. En conséquence, la capacité nette d'une unité de production est réduite de 10 % et l'efficacité de 11 % pour expliquer cette consommation d'énergie.

La région des Prairies, notamment le sud-ouest du Manitoba, possède les formations géologiques appropriées pour stocker potentiellement le CO₂. Le stockage géologique du CO₂ peut exister dans les bassins sédimentaires, les gisements de pétrole et de gaz épuisés, les formations salines et les formations schisteuses. À l'heure actuelle, une nouvelle loi au Manitoba est nécessaire pour que le CO₂ capté puisse être stocké dans des formations géologiques.

Table A2.10 – Avantages et défis liés aux options de ressources TGCC alimentée au gaz naturel avec CSC

Ressources	Avantages	Défis
TGCC alimentée au gaz naturel avec captage et stockage de carbone (TGCC + CSC)	<ul style="list-style-type: none"> • Service d'électricité de base ou intermédiaire • Ressource distribuable • Source fiable d'énergie électrique et de puissance pendant la sécheresse • Manitoba possède la géologie appropriée pour un éventuel stockage • Faibles émissions de GES nettes sur la durée du cycle de vie • Possibilité future de politique sur le GES 	<ul style="list-style-type: none"> • Volatilité et risques liés au prix du combustible • Coût élevé du CSC • Consommation d'énergie remarquable pour le CSC ayant une incidence sur la production nette • Ne capte pas 100 % des émissions de GES • Risques futurs liés à la politique sur le GES • Phase de démonstration de développement technologique

Caractéristiques de la TGCC alimentée en gaz naturel avec CSC

Il s'agit d'une turbine à cycle combiné 7FA de GE avec captage et stockage de carbone à 90 %.

Puissance	
Puissance nominale	308 MW
Puissance hivernale complémentaire	293 MW
Puissance estivale complémentaire	262 MW

Énergie	
Énergie fiable	2 111 Gwh/an
Énergie moyenne	850 - 1700 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	35 - 70 %
Taux de rendement thermique	7 506 BTU/kWh
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	40,2 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 8 ans
Date de référence	2031

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E fixes	43 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	8,25 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	960 M\$	3 117 \$/kW	162 - 204 \$/MWh	247 \$/kW-année
Sans transport	942 M\$	3 059 \$/kW	161 - 203 \$/MWh	243 \$/kW-année

Figure A2.12 – Caractéristiques et coûts de la TGCC alimentée en gaz naturel avec CSC

2.10 Petit réacteur modulaire

Les centrales nucléaires produisent de l'électricité à partir de la fission de matières radioactives telles que l'uranium, le thorium et le plutonium, qui servent de combustible. La différence entre une centrale nucléaire et une centrale classique à turbine à vapeur réside dans la manière dont la vapeur est générée. Dans une centrale classique à turbine à vapeur, la vapeur est générée par combustion dans une chaudière. Dans une centrale nucléaire, la vapeur est générée grâce à la chaleur dégagée par une réaction nucléaire contrôlée, qui produit des quantités considérables d'énergie thermique, laquelle est ensuite captée par des tubes contenant de l'eau sous pression. L'énergie thermique provenant de cette réaction convertit alors l'eau sous pression en vapeur, qui est utilisée pour faire tourner une turbine et un générateur. Hormis la méthode de production de chaleur, les autres éléments d'une centrale nucléaire sont les mêmes que ceux du générateur de vapeur à récupération de chaleur d'une centrale à TGCC. La centrale nucléaire assure une production régulière d'électricité de base, mais n'est généralement pas en mesure de modifier sa production en fonction des variations de la demande de charge.

Les petits réacteurs modulaires (PRM) sont des réacteurs à fission nucléaire plus petits que les réacteurs nucléaires classiques de 1 000 MW, généralement inférieurs à 300 MW. Ils sont conçus pour être fabriqués en modules portables dans une centrale et transportés sur le site pour y être installés. L'objectif des réacteurs modulaires est de réduire la construction sur place, d'augmenter l'efficacité du confinement et de renforcer la sécurité. Le renforcement de la sécurité résulterait d'une utilisation plus importante de dispositifs de sécurité passifs qui fonctionnent sans intervention humaine. Les PRM peuvent également réduire les effectifs par rapport aux réacteurs nucléaires classiques de grande puissance.

Les modèles de PRM vont des versions réduites des modèles nucléaires classiques aux modèles de prochaine production. Les avis des experts sont très variés en ce qui concerne les coûts des PRM, certains présumant que les récentes modifications fondamentales de la conception entraîneront des réductions considérables du coût, tandis que d'autres estiment qu'ils seront probablement aussi coûteux par MW que les réacteurs nucléaires de grande taille. Il existe à l'heure actuelle 150 concepts individuels de PRM à différents stades de conception et de développement dans le monde. Au début de l'année 2023, deux PRM seront en service dans le monde, l'un en Chine et l'autre en Russie. Il s'agit d'une technologie émergente dont le coût, la performance et le succès commercial sont très incertains.

Aux fins d'évaluation, deux puissances différentes de PRM ont été envisagées pour l'instant. Elles reposent sur les deux conceptions les plus perfectionnées actuellement au stade d'approbation réglementaire et de conception finale en Amérique du Nord. Les deux puissances sont de 77 MW selon le PRM de NuScale et 300 MW selon le PRM BWRX-300 de GE aux stades avancés de développement par Ontario Power Generation.

L'élimination des déchets nucléaires demeure un problème pour l'industrie, car, à l'heure actuelle, il n'existe aucune installation de stockage à long terme opérationnelle en Amérique du Nord. En outre, la loi R10 sur les déchets radioactifs de haute activité du Manitoba interdit actuellement le stockage à long terme des déchets radioactifs de haute activité dans cette province.

Table A2.11 – Avantages et défis liés aux options de ressources de PRM

Ressource	Avantages	Défis
Petit réacteur modulaire	<ul style="list-style-type: none"> Aucune émission de GES liée à l'exploitation Alimentation électrique de base fiable 	<ul style="list-style-type: none"> Technologie encore au stade de démonstration Niveau élevé d'incertitude sur le coût Préoccupations sociétales en matière de sûreté et de sécurité Élimination des déchets radioactifs à long terme

Caractéristiques du petit réacteur modulaire

Il s'agit d'un réacteur de NuScale de 77 MW et d'un réacteur BWRX-300 de GE de 300 MW.

Puissance	
Puissance nominale	77/300 MW
Puissance hivernale complémentaire	77/300 MW
Puissance estivale complémentaire	77/300 MW

Énergie	
Énergie fiable	607/2 367 Gwh/an
Énergie moyenne	607/2 367 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyenne	90 %
Taux de rendement thermique	10 000 eq. BTU/kWh
Durée de vie	40 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Référence : 8 ans ou plus
Date de référence	2031 et plus

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E fixes	134 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	4,25 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base (77 MW/300 MW)	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	682/2 750 M\$	8 863 \$/kW	83 \$/MWh	659 \$/kW-année
Sans transport	675/2 628 M\$	8 761 \$/kW	83 \$/MWh	653 \$/kW-année

Figure A2.13 – Caractéristiques et coûts du petit réacteur modulaire

2.11 Stockage dans les batteries

Il existe de nombreux types de technologies de stockage électrochimique : métal liquide, lithium-ion, ion sodium, sodium-soufre, état solide et oxydoréduction au vanadium. Parmi ces technologies, le stockage dans les batteries au lithium-ion est l'une des plus évoluées. Elle domine actuellement le marché du stockage de l'énergie électrique et devrait le rester au cours des cinq à dix prochaines années. Les batteries au lithium-ion ont des configurations flexibles, une puissance et une densité énergétique élevées, une grande efficacité aller-retour et un faible taux d'autodécharge. Les batteries au lithium-ion sont notamment confrontées à un risque d'incendie et/ou d'explosion dû à une surchauffe non maîtrisée, à une sensibilité à la surcharge et à la température, ainsi qu'au coût et à la disponibilité de certaines matières premières.

Le stockage dans les batteries peut satisfaire aux demandes du système en quelques secondes et ces batteries ont des capacités de stockage typiques de quatre à six heures. Elles ne nécessitent que peu d'espace physique et peuvent être installées presque partout. On suppose que les batteries seront installées dans les sous-stations de transport existantes, ce qui limitera les coûts de mise à niveau du transport. Aux fins d'évaluation, on présume que la batterie a une durée de cinq heures. Dans certains cas, le stockage dans les batteries peut être associé à des ressources renouvelables variables, telles que l'énergie éolienne et solaire, afin de faciliter l'intégration des ressources au système électrique.

Comme le stockage dans les batteries est généralement utilisé selon un cycle quotidien et que le Manitoba est un système de pointe hivernal, la quantité maximale de stockage dans les batteries que le système peut utiliser repose sur la différence entre la demande de pointe diurne hivernale et la faible demande nocturne hivernale. Cela permet de charger la batterie pendant la nuit et de la décharger pendant la journée pour répondre à la

demande de pointe. D'après le profil de la demande hivernale actuelle au Manitoba, la différence entre les pointes de jour et les creux de nuit est d'environ 700 MW. La limite maximale de stockage dans les batteries qui en résulte est la moitié de cette quantité, soit 350 MW, la moitié étant desservie par la décharge de la batterie et l'autre moitié étant utilisée pour la charge. Aux fins d'évaluation, cette valeur devrait rester la même pendant toute la durée de l'étude et pour tous les scénarios.

Le stockage dans les batteries est un consommateur net d'énergie électrique en raison des pertes d'efficacité globales dans les cycles de charge et de décharge, avec un rendement total de 90 %. Par rapport aux autres options de ressources, les batteries ont une durée de vie relativement courte d'environ 15 ans, contre 25, 40 et 72 ans pour les autres ressources.

Les avantages indirects supplémentaires comprennent le report d'actif de transport ou de distribution, la réduction de la congestion, le décalage temporel de l'énergie, l'arbitrage d'énergie, les services auxiliaires (régulation de la fréquence, réponse en fréquence, appui au démarrage à froid, contrôle de la tension), et les services à la clientèle (fiabilité de l'alimentation, réduction des frais liés à l'heure d'utilisation ou à la demande). Toutefois, nombre de ces avantages peuvent être difficiles à quantifier ou à évaluer et ne sont pas représentés à l'heure actuelle.

Table A2.12 – Avantages et défis liés à l'option de ressources de stockage dans les batteries

Ressource	Avantages	Défis
Stockage dans les batteries	<ul style="list-style-type: none"> • Très flexible • Taille modulaire • Coûts de transport faibles ou nuls • Peut contribuer à l'intégration des énergies renouvelables 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût élevé • Durée de vie courte • Petits volumes de stockage • Technologie en évolution

Caractéristiques du stockage dans les batteries

Il s'agit d'une batterie au lithium-ion avec une capacité de stockage de cinq heures et susceptible d'être sélectionnée comme ressource dans les évaluations pour toute puissance nécessaire jusqu'à un total cumulé de 350 MW. Renseignements techniques fournis pour une ressource standard de 100 MW, en supposant le délai de référence du projet pour une date de mise en service.

Puissance	
Puissance nominale	100 MW
Puissance hivernale complémentaire	100 MW
Puissance estivale complémentaire	100 MW

Énergie	
Énergie fiable	- 109 Gwh/an
Énergie moyenne	- 109 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyen	17 %
Efficacité aller-retour	90 %
Durée de vie	15 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Précoce : 3; Référence : 6; Tardif : 8 ans
Date de référence	2029

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E fixes	37 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base	Coût Overnight	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec transport	162 M\$	1 624 \$/kW	S.O.	188 \$/kW-année
Sans transport	156 M\$	1 563 \$/kW	S.O.	183\$/kW-année

Figure A2.14 – Caractéristiques et coûts de Stockage dans les batteries

2.12 Efficacité énergétique

L'efficacité énergétique, également appelée gestion de la demande, consiste à utiliser moins d'énergie pour retarder ou différer la mise en place de nouvelles ressources. Bien qu'il existe de nombreuses façons de réduire la consommation d'énergie dans différents secteurs, les mesures d'efficacité énergétique de cette PIR se concentrent sur la réduction de la quantité d'électricité ou de gaz naturel utilisée et sur son incidence sur la demande de pointe hivernale. Les mesures d'efficacité énergétique peuvent réduire l'utilisation d'infrastructure de production d'électricité existante, desservir plus de clients avec des ressources existantes, ou différer le besoin de nouvelles ressources de production et d'infrastructure de transport et de distribution.

Des programmes d'efficacité énergétique sont mis en œuvre au Manitoba par l'entremise d'Efficacité Manitoba. Le mandat législatif d'Efficacité Manitoba est de « élaborer et à soutenir des initiatives d'efficacité énergétique qui réduiront la consommation provinciale d'électricité de 1,5 % et la consommation provinciale de gaz naturel de 0,75 % par année. »¹ Les mesures d'efficacité énergétique sont regroupées et proposées aux catégories de clientèle, basée sur le revenu, autochtone, commerciale, agricole et industrielle par l'entremise de plus de 40 programmes. L'efficacité énergétique peut également être atteinte en modifiant les codes et les normes.

L'une des principales considérations concernant les mesures d'efficacité énergétique en tant qu'option de ressource est que, même avec la réglementation et la législation, atteindre l'objectif de réduction d'énergie dépend des actions des clients. Le potentiel d'économies d'énergie utilisées par Manitoba Hydro est estimé par Efficacité Manitoba et repose sur diverses hypothèses, notamment le développement technologique, l'utilisation et les économies d'énergie prévues par les clients et les prévisions du coût du marché. En raison de ces facteurs, l'incertitude autour des économies attendues des mesures d'efficacité énergétique est fondamentalement différente de l'incertitude et du risque associés aux formes classiques d'options d'approvisionnement en ressources. Les économies d'efficacité énergétique n'ont pas le même niveau de certitude quant à l'approvisionnement à l'avenir que les autres options de production ou de stockage d'énergie si elles sont strictement poursuivies au moyen de programmes volontaires orientés vers le marché, où seule une partie d'une quantité ciblée peut être atteinte.

Manitoba Hydro a cherché à prendre en compte les mesures d'efficacité énergétique de la même manière que les autres options d'approvisionnement, telles que les ressources de production traditionnelles. Pour ce faire, le coût marginal total des mesures d'efficacité énergétique est utilisé, c'est-à-dire les coûts supérieurs au prix des produits standard. Ce coût total d'une mesure d'efficacité énergétique comprend les frais d'administration d'Efficacité Manitoba, les coûts marginaux de produit (pour acheter des produits écoénergétiques au lieu de produits standard, notamment les incitatifs) et les autres coûts évités. Les coûts marginaux des produits comprennent les coûts des mesures incitatives aux clients qui couvrent une partie ou la totalité des coûts marginaux des produits. Les mesures d'efficacité énergétique sont évaluées à l'aide des durées de vie d'actifs spécifiques à la technologie, propre à chaque programme, mesure ou groupe. Une fois qu'un actif est arrivé à la fin de sa durée de vie utile, il est censé être remplacé à un coût supplémentaire pour continuer de bénéficier des économies d'énergie et de puissance.

Un autre avantage des mesures d'efficacité énergétique est qu'en réduisant la demande en électricité, il est possible de réduire la nécessité d'améliorer et/ou d'élargir les systèmes de transport et de distribution existants. Ce coût évité est calculé en fonction d'un coût par kW d'économies de puissance réalisées pendant la demande de pointe hivernale du Manitoba. Manitoba Hydro a défini la contribution de chaque mesure d'efficacité

¹ <https://efficiencymb.ca/fr/about/>

énergétique à la réduction de la demande de pointe en électricité en hiver, qui peut ne représenter qu'une partie des économies d'énergie horaires maximales pouvant être réalisées grâce à la mesure d'efficacité énergétique. Ce coût évité des systèmes de transport et de distribution est compris dans le calcul du coût total de ressource pour tenir compte de cet avantage.

Les mesures d'efficacité énergétique ont été analysées de deux façons. Tout d'abord, le plan d'efficacité 2020-2023 d'Efficacité Manitoba (Plan d'Efficacité Manitoba) a été extrapolé tout sur l'horizon de planification de 20 ans. La Figure A2.15 présente les économies d'efficacité énergétique réalisées au niveau des autobus communs. Comme décrit à l'annexe A3, ces économies d'électricité ont été considérées comme étant réalisées et ont donc été soustraites des prévisions de charge électrique pour chacun des scénarios de la PIR. Il en résulte une charge électrique inférieure à celle qui devrait être satisfaite pour chaque scénario.

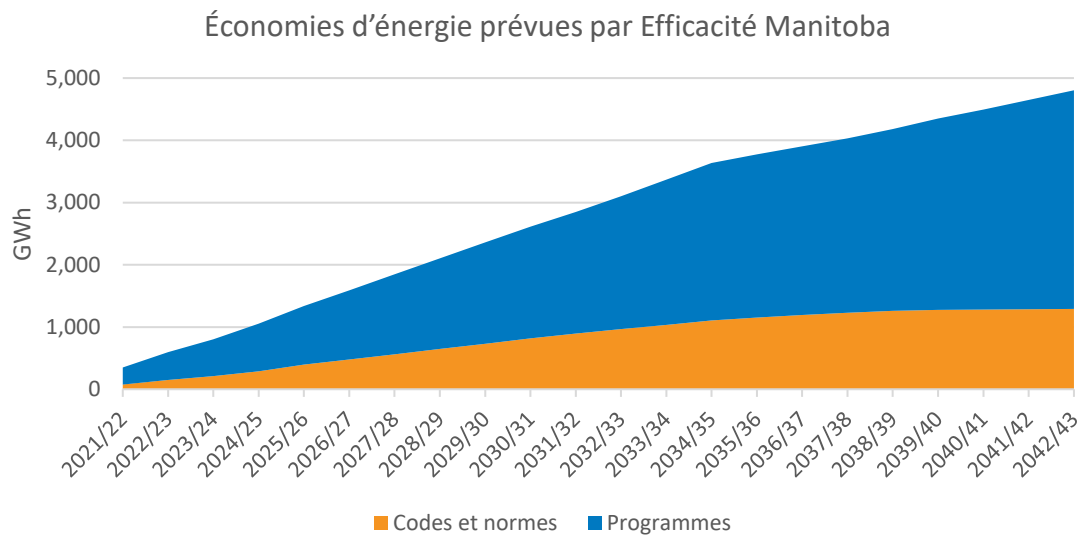


Figure A2.15 – Économies prévues par Efficacité Manitoba appliquées à la charge électrique²

Ensuite, une étude de potentiel du marché réalisée pour Efficacité Manitoba a permis de déterminer que des économies d'énergie supplémentaires pouvaient être réalisées grâce à d'autres possibles mesures d'efficacité énergétique. Cette étude comprenait trois niveaux de potentiel d'économies d'énergie reflétant différents niveaux d'incitation. Il s'agit d'un niveau de référence, d'un niveau amélioré et d'un niveau maximisé. Le potentiel d'efficacité énergétique pour le niveau maximisé est utilisé dans l'évaluation et est compris dans le modèle où il fait concurrence à d'autres options d'approvisionnement. Une analyse de sensibilité a été réalisée pour étudier l'incidence de l'hypothèse du niveau amélioré, qui réduit le coût des mesures incitatives au produit des mesures d'efficacité énergétique et le potentiel du marché. (voir l'annexe 5 – Résultats de l'analyse). Le modèle peut sélectionner des mesures d'efficacité énergétique excédentaires pour répondre aux besoins énergétiques futurs. Ceci va au-delà de ce qui est déjà considéré dans le plan Efficacité Manitoba extrapolé sur 20 ans. Manitoba Hydro s'est servi des résultats de cette étude du potentiel du marché et a collaboré avec Efficacité Manitoba pour regrouper des types similaires de mesures d'efficacité énergétique en fonction de leur

² Les économies indiquées pour l'année 2022 sont les économies cumulées prévues par le plan d'efficacité 2020-2023 jusqu'en 2022.

profil d'économies d'énergie, afin de pouvoir les inclure dans le modèle en tant qu'option de ressource sélectionnable et évolutive.

Une prévision de certaines modifications des codes et des normes anticipées a été intégrée dans les prévisions de la charge utilisées pour chaque scénario. Toutefois, les modifications supplémentaires apportées aux codes et aux normes n'ont pas été représentées dans les ressources d'efficacité énergétique sélectionnables intégrées dans la partie modélisation de l'évaluation.

Table A2.13 – Avantages et défis liés aux options de ressources d'efficacité énergétique

Ressource	Avantages	Défis
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Peut constituer une ressource à faible coût • Ensembles modulaires • Reporte le besoin de nouvelles ressources • Délai de mise en œuvre court 	<ul style="list-style-type: none"> • Potentiel du marché limité • Les économies de puissance sont propres à chaque mesure • La participation au programme dépend du comportement des clients et des conditions de marché. • Large éventail de coûts entre les mesures

Efficacité énergétique sélectionnable

L'étude du potentiel du marché réalisée pour Efficacité Manitoba comprend plus de 100 mesures individuelles d'efficacité énergétique réparties dans les secteurs commercial, industriel, résidentiel, agricole, basé sur le revenu et les secteurs de la clientèle autochtone. Pour représenter ces mesures d'efficacité énergétique dans le modèle, les mesures présentant des profils d'économies et des coûts similaires ont été regroupées pour établir des paramètres moyens pondérés. Chacun de ces groupes a son propre potentiel de marché, ses avantages énergétiques, ses contributions à la puissance complémentaire estivale et hivernale, sa durée de vie et ses coûts. Cette gamme comprend deux catégories principales de groupes d'efficacité énergétique : les groupes principaux et les groupes de thermopompes. Au total, sept groupes principaux et huit groupes de thermopompes sont compris dans le modèle, comme l'indiquent respectivement les tableau A214 et tableau A215.

Manitoba Hydro a établi des profils d'économies d'énergie pour chacun des groupes. Manitoba Hydro a défini la contribution à la puissance complémentaire des groupes d'économies d'énergie en se basant sur les économies d'énergie du groupe qui coïncident avec la demande de pointe estivale et hivernale pour chacun des scénarios. La contribution des thermopompes à air aux économies de puissance hivernale est nulle, car on considère qu'elles ne fonctionnent que jusqu'à - 10 °C et - 20 °C (pour les thermopompes pour climat froid), ce qui nécessite un chauffage supplémentaire à partir d'un autre système lorsque les températures sont plus froides (p. ex. chauffage à résistance électrique ou au gaz naturel). Le rendement et les coûts des TG peuvent varier considérablement, et une étude plus approfondie sera nécessaire à l'avenir pour affiner les hypothèses.

Les coûts d'investissement peuvent varier au fil du temps en fonction des niveaux de pénétration du marché ou du développement technologique. Les avantages liés à l'évitement des coûts de transport et de distribution sont

fonction de la contribution des groupes d'efficacité énergétique à la charge complémentaire hivernale concomitante et sont inclus à titre d'avantages liés au coût évité.

Les tableaux suivants présentent les groupes d'efficacité énergétique constitués pour chacun des scénarios de la PIR. Voir l'annexe 5 pour le potentiel d'économies d'énergie et de demande de pointe de chaque groupe d'efficacité énergétique.

Table A2.14 – Efficacité énergétique – principaux groupes

Groupe	Scénarios 1, 2, 3, 4
ÉE-M1	Éclairage du secteur commercial
ÉE-M2	Charge uniforme commerciale
ÉE-M3	Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel
ÉE-M4	Clientèle industrielle
ÉE-M5	Éclairage du secteur non commercial
ÉE-M6	Chauffage et climatisation résidentielles
ÉE-M7	Charge uniforme non commerciale

Table A2.15 – Efficacité énergétique – Groupes de thermopompes

Groupe	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-HP1	Thermopompes à air résidentielles	Thermopompes à air industrielles et agricoles
EE-HP2	Autres thermopompes à air	
EE-HP3	Autres thermopompes à air pour climat froid	Thermopompes à air commerciales pour climat froid
EE-HP4	Thermopompes à air résidentielles pour climat froid	Agricoles et industrielles Thermopompes à air commerciales pour climat froid
ÉE-HP5	Thermopompes à air pour climat froid pour les secteurs autochtone, basé sur le revenu	Thermopompes à air pour climat froid
ÉE-HP6	Thermopompes géothermiques agricoles et industrielles	
ÉE-HP7	Thermopompes géothermiques commerciales	
ÉE-HP8	Autres thermopompes géothermiques	

Le coût évité du transport et de la distribution résultant des économies de demande de pointe est indiqué dans le Table A2.16. De plus amples renseignements sur les hypothèses relatives aux coûts de transport et de distribution sont fournis à l'annexe 4.

Table A2.16 – Efficacité énergétique – Avantages liés au transport et à la distribution

Croissance de la charge	<= 4 000 MW	> 4 000 MW
Transport	28 \$/kW-année	43 \$/kW-année
Distribution	46 \$/kW-année	46 \$/kW-année
Total	74 \$/kW-année	89 \$/kW-année

Énergie solaire PV distribuée

L'énergie solaire distribuée compense la consommation d'électricité des clients lorsqu'elle est installée derrière le compteur, l'excédent d'énergie solaire étant injecté dans le réseau de Manitoba Hydro. Les profils d'énergie solaire ont été utilisés pour déterminer les économies de pointe concomitantes avec l'été, sur la base des économies d'énergie annuelles tirées de l'étude du potentiel du marché d'Efficacité Manitoba. L'énergie solaire distribuée ne permet pas de réaliser des économies de pointe concomitante en hiver, ce qui ne permet pas de faire des économies en termes de puissance complémentaire en hiver. La durée de vie de l'énergie solaire PV distribuée est de 30 ans.

L'énergie solaire PV distribuée a été modélisée comme une option de ressource sélectionnable et modulable, la quantité réalisable reposant sur le niveau maximisé de l'étude du potentiel du marché menée par Efficacité Manitoba.

Table A2.17 – Efficacité énergétique – Groupes d'énergie solaire PV

Groupe	Scénarios 1, 2, 3, 4	Scénario 4
ÉE-SPV1	Énergie solaire PV	

Efficacité énergétique – Caractéristiques des principaux groupes

Il s'agit de sept groupes d'efficacité énergétique, les paramètres représentant les valeurs cumulées de 2022 à 2042 sur la base du niveau maximisé. La puissance nominale correspond aux économies maximales réalisées, tandis que les valeurs hiver ou d'été correspondent à la contribution concomitante à la charge de pointe.

Puissance	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Puissance nominale	361 MW	568 MW
Puissance hivernale complémentaire	345 MW	548 MW
Puissance estivale complémentaire	239 MW	370 MW

Énergie	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Énergie fiable	2 053 Gwh/an	3 247 Gwh/an
Énergie moyenne	2 053 Gwh/an	3 247 Gwh/an

Paramètres généraux	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Facteur de puissance moyen*	28 - 100 %	28 - 100 %
Taux de rendement thermique	S.O.	S.O.
Durée de vie**	10 à 18 ans	10 à 18 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Au moins un an	Au moins un an
Date de référence	2024	2024

Coûts moyens d'E et E sur la durée de vie	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Coûts d'E et E fixes	0 \$/kW-année	0 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base (Invest. initial)	Coût Overnight Période de pointe non conc.	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Scénarios 1, 2, 3				
Avec coûts évités de T. et D.	1 630 M\$	1 535 - 4 197 \$/kW	45 - 108 \$/MWh	94 - 385 \$/kW-année
Sans coûts évités de T. et D.	S.O.	S.O.	S.O.	168 - 459 \$/kW-année
Scénario 4				
Avec coûts évités de T. et D.	3 164 M\$	1 678 - 5 037 \$/kW	57 - 111 \$/MWh	106 - 499 \$/kW-année
Sans coûts évités de T. et D.	S.O.	S.O.	S.O.	186 - 579 \$/kW-année

Figure A2.16 – Caractéristiques et coûts des groupes principaux d'efficacité énergétique

Efficacité énergétique – caractéristiques du groupe de thermopompes à air
Représentées par cinq groupes de thermopompes à air pour chacun des scénarios de 2022 à 2042, en fonction du niveau maximisé défini dans l'étude du potentiel du marché menée par Efficacité Manitoba.

Puissance	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Puissance nominale	539 MW	895 MW
Puissance hivernale complémentaire	0 MW	0 MW
Puissance estivale complémentaire	0 MW	0 MW

Énergie	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Énergie fiable	817 Gwh/an	1 415 Gwh/an
Énergie moyenne	817 Gwh/an	1 415 Gwh/an

Paramètres généraux	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Facteur de puissance moyen*	18 - 22 %	18 - 22 %
COEFF.	1,5	1,5
Durée de vie	18 ans	18 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Court : 1, Long : 3 ans	Court : 1, Long : 3 ans
Date de référence	2024	2024

Coûts moyens d'E et E sur la durée de vie	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Coûts d'E et E fixes	0 \$/kW-année	0\$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base (Invest. initial)	Coût Overnight Période de pointe non conc.	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Scénarios 1, 2, 3				
Avec coûts évités de T. et D.	2 244 M\$	1 284 - 5 721 \$/kW	71 - 374 \$/MWh	S.O.
Sans coûts évités de T. et D.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Scénario 4				
Avec coûts évités de T. et D.	2 773 M\$	1 284 - 4 967 \$/kW	71 - 325 \$/MWh	S.O.
Sans coûts évités de T. et D.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Figure A2.17 – Caractéristiques et coûts du groupe de thermopompes à air de l'efficacité énergétique

Efficacité énergétique – Caractéristiques du groupe de thermopompes géothermiques
Représentées par trois groupes de thermopompes géothermiques pour chacun des scénarios de 2022 à 2042, en fonction du niveau maximisé défini dans l'étude du potentiel du marché menée par Efficacité Manitoba.

Puissance	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Puissance nominale	557 MW	844 MW
Puissance hivernale complémentaire	468 MW	735 MW
Puissance estivale complémentaire	0 MW	27 MW

Énergie	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Énergie fiable	1 056 Gwh/an	1 600 Gwh/an
Énergie moyenne	1 056 Gwh/an	1 600 Gwh/an

Paramètres généraux	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Facteur de puissance moyen*	24 %	24%
COEFF.	2,5	2,5
Durée de vie	25 ans	25 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Court : 1, an Long : 3 ans	Court : 1 an, Long : 3 ans
Date de référence	2024	2024

Coûts moyens d'E et E sur la durée de vie	Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
Coûts d'E et E fixes	0 \$/kW-année	0 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base (Invest. initial)	Coût Overnight Période de pointe non conc.	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Scénarios 1, 2, 3				
Avec coûts évités de T. et D.	5 587 M\$	3 532 - 6 132 \$/kW	185 - 242 \$/MWh	345 - 485 \$/kW- année
Sans coûts évités de T. et D.	S.O.	S.O.	S.O.	417 - 548 \$/kW- année
Scénario 4				
Avec coûts évités de T. et D.	5 584 M\$	5 114 - 5 971 \$/kW	202 - 325 \$/MWh	370 - 444 \$/kW- an
Sans coûts évités de T. et D.	S.O.	S.O.	S.O.	440 - 513 \$/kW- an

Figure A2.18 – Caractéristiques et coûts du groupe de thermopompes géothermiques de l'efficacité énergétique

Efficacité énergétique – Caractéristiques de l'énergie solaire PV distribuée

Énergie solaire PV distribuée sélectionnable présentée dans les scénarios 1, 2, 3 et 4 pour les années 2022 à 2042, basée sur le niveau maximisé défini dans l'étude du potentiel du marché menée par Efficacité Manitoba.

Puissance	
Puissance nominale	2 650 MW
Puissance hivernale complémentaire	0 MW
Puissance estivale complémentaire	981 MW

Énergie	
Énergie fiable	4 364 Gwh/an
Énergie moyenne	4 364 Gwh/an

Paramètres généraux	
Facteur de puissance moyen	21 %
Taux de rendement thermique	S.O.
Durée de vie	30 ans
Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation	0 kg d'eq. CO ₂ /MWh
Délai d'exécution du projet	Court : 1 an, Long : 2 ans
Date de référence	2024

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie	
Coûts d'E et E fixes	0 \$/kW-année
Coûts d'E et E variables non liés au combustible	0,00 \$/MWh
Coûts d'intégration au système	0,00 \$/MWh

Coût (2021 \$ CA)	Estimation de base (Invest. initial)	Coût Overnight Période de pointe non conc.	Coût actualisé de l'énergie	Coût actualisé de la puissance hivernale
Avec coûts évités de T. et D.	8 544 M\$	2 064\$/kW	103 \$/MWh	S.O.
Sans coûts évités de T. et D.	8 544 M\$	2 064\$/kW	103\$/MWh	S.O.

Figure A2.19 – Efficacité énergétique – caractéristiques et coûts de l'énergie solaire PV distribuée

* Facteur de puissance défini à partir des économies d'énergie maximales et moyennes qui seraient réalisées. Cette gamme représente des différents groupes d'efficacité énergétique.

** Durée de vie représente la durée de de vie moyenne pondérée de toutes les mesures comprises dans chacun des groupes d'efficacité énergétique.

3 Comparaison des options de ressources

Une méthode simplifiée d'examen de la concurrence relative des diverses options de ressources consiste à comparer les coûts actualisés de l'énergie aux coûts actualisés de la puissance. Ils représentent le coût moyen par MWh et par kWh-an de la mise en place et de l'exploitation d'une ressource de production pendant la durée de vie d'un actif. Les éléments clés sont les coûts d'investissement, les coûts du combustible, les coûts d'entretien fixes et variables, le taux d'actualisation, la production d'énergie, la puissance complémentaire hivernale et la durée de vie de l'actif. Certaines ressources produisent principalement de l'énergie électrique, d'autres produisent principalement de la puissance électrique, et d'autres encore fournissent les deux. Les ressources qui sont principalement source d'énergie électrique sont présentées dans la Figure A2.20. Celles qui sont principalement source de puissance électrique sont présentées dans la Figure A2.22. Celles qui fournissent à la fois de l'énergie et de la puissance sont indiquées dans les deux graphiques. En raison du nombre de ressources concurrentes, une deuxième série de versions agrandies est fournie dans la Figure A2.21 et la Figure A2.23. Voir le glossaire pour de plus amples détails sur les calculs des coûts actualisés de l'énergie et des coûts actualisés de puissance.

Les coûts actualisés sont une indication du coût moyen global de la production d'énergie et de puissance électriques, et ne donnent pas d'indication sur la valeur de la production. La détermination de la valeur et de l'économie relative des ressources individuelles est complexe et implique la modélisation des interactions entre les nouvelles ressources et le système électrique existant. Pour prendre des décisions d'investissement, d'autres facteurs sont également pris en compte, tels que les questions techniques, notamment les caractéristiques du système, les besoins du système et les critères de planification, ainsi que les incidences environnementales et sociales.

En outre, les coûts actualisés attribuent des coûts appropriés à la production d'énergie électrique et de puissance de manière isolée. Le système métrique ne prévoit pas de répartition combinée de l'énergie électrique et de la puissance. Par conséquent, l'énergie et la puissance ne peuvent être évaluées que de manière isolée. Comme pour toutes les prévisions, tous les facteurs comportent des incertitudes et leurs valeurs peuvent varier d'une région à l'autre et au fil du temps, en fonction de l'évolution des technologies et des prévisions.

Les graphiques représentent le coût actualisé prévu de l'énergie et de la puissance sur la période d'étude de 20 ans. La ligne en pointillé représente la partie de la période de l'étude pendant laquelle une ressource est considérée comme n'étant pas disponible pour la sélection dans le processus de modélisation en raison des délais nécessaires à la planification, à l'approbation et à la construction des ressources. En revanche, la ligne continue représente la partie de la période de l'étude pendant laquelle une ressource est considérée comme étant disponible dans le modèle pour la sélection, car il y a suffisamment de temps pour planifier, approuver et construire des projets.

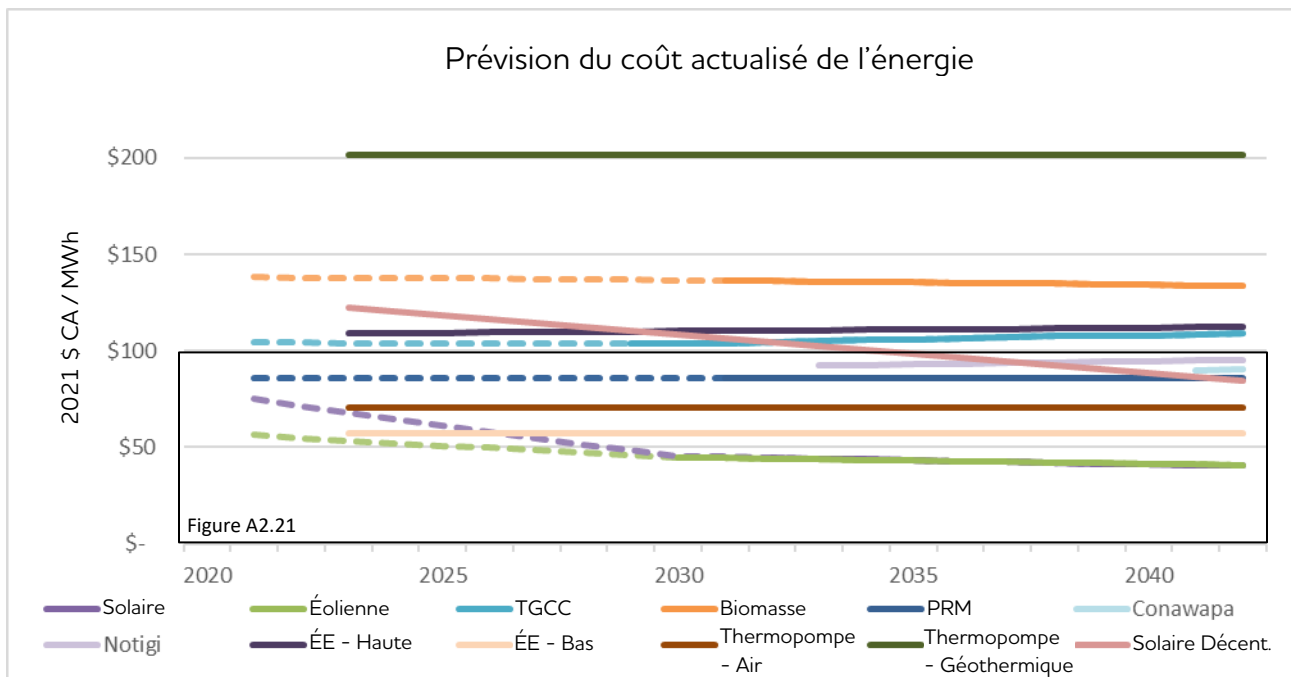


Figure A2.20 – Prévision du coût actualisé de l'énergie

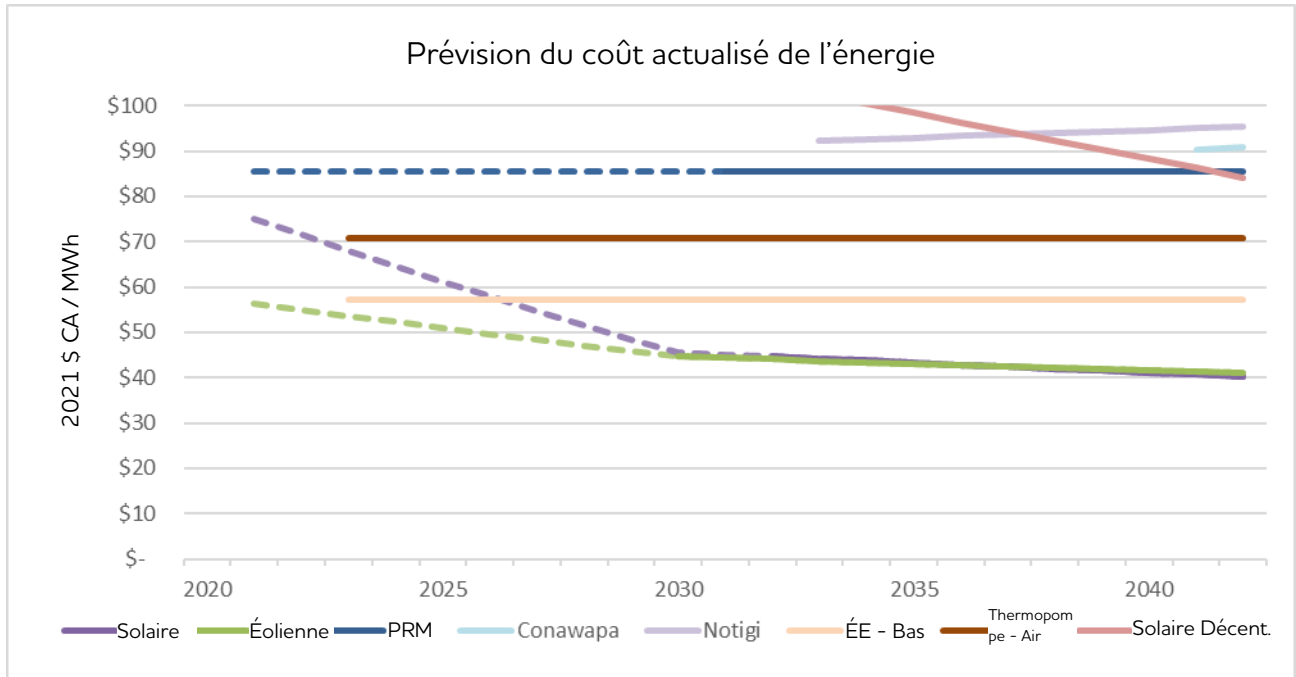


Figure A2.21 – Prévision du coût actualisé de l'énergie - détaillée

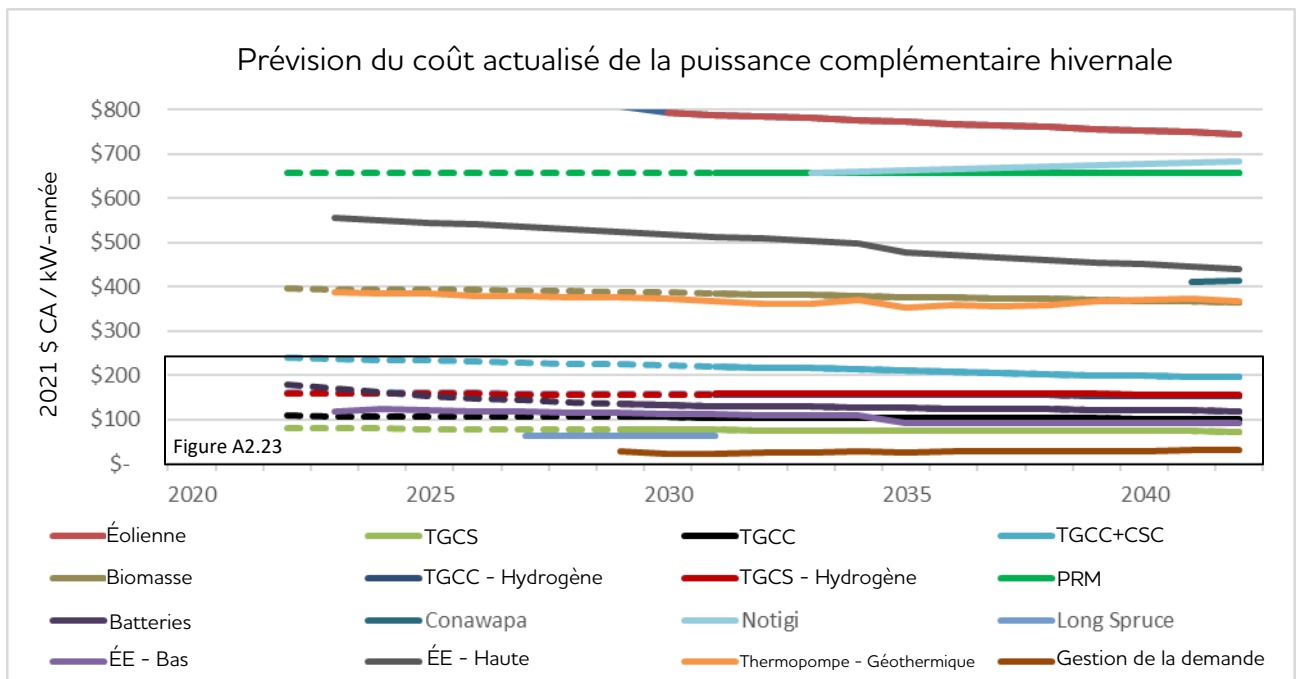


Figure A2.22 – Prévision du coût actualisé de la puissance complémentaire hivernale

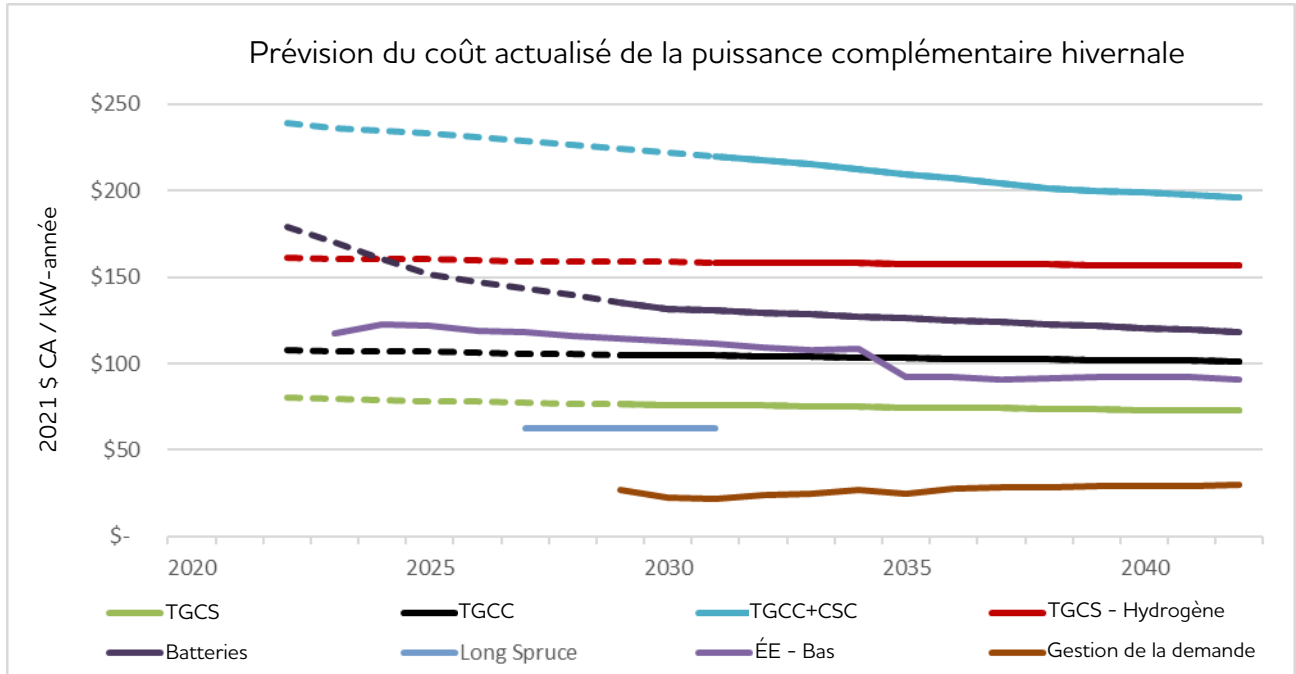


Figure A2.23 – Prévision du coût actualisé de la puissance complémentaire hivernale - détaillée

4 Descriptions des caractéristiques de ressources

Puissance

Puissance nominale (MW)

La puissance nominale approximative d'une centrale dans des conditions d'exploitation normales. Pour les options thermiques, elle est égale à la production moyenne annuelle dans les conditions de pression atmosphérique (altitude) et de température du site. Pour les options hydroélectriques, elle suppose que la capacité de production installée est arrondie aux .10 MW les plus proches. Pour l'énergie solaire ou éolienne, elle représente la production maximale de la ressource.

Puissance complémentaire estivale (MW)

L'énergie produite ou évitée (dans le cas de mesures axées sur la demande) par une ressource pendant les heures de demande de pointe au Manitoba au cours des mois d'été. Pour les options thermiques, il peut y avoir une diminution de la puissance nominale en raison de températures ambiantes plus élevées, ce qui entraîne une dégradation de la performance. Pour les ressources hydroélectriques, les pertes en termes de puissance dans d'autres centrales hydroélectriques résultant d'une nouvelle ressource hydroélectrique sont déduites de la puissance de ladite ressource. Les ressources variables telles que l'énergie éolienne et solaire ne sont pas considérées comme mobilisables ou complémentaires et reçoivent donc un crédit partiel pour leur puissance.

Puissance complémentaire hivernale (MW)

L'énergie produite ou évitée (dans le cas de mesures axées sur la demande) par une ressource pendant les heures de demande de pointe au Manitoba au cours des mois d'hiver. Pour les options thermiques, il y a une augmentation de la puissance nominale en raison de températures ambiantes plus basses, ce qui entraîne une amélioration de la performance? Pour ce qui est des ressources hydroélectriques, les conditions de givrage de l'eau de fuite en aval peuvent entraîner une diminution de la capacité de pointe d'une centrale. En outre, les pertes de puissance d'autres centrales hydroélectriques résultant d'une nouvelle ressource hydroélectrique sont déduites de la puissance de ladite ressource. Les ressources variables telles que l'énergie éolienne et solaire ne sont pas considérées comme mobilisables; le crédit de puissance est partiel pour l'énergie éolienne et nul pour l'énergie solaire.

Énergie

Énergie moyenne (Gwg/an)

La quantité d'énergie électrique qu'une ressource peut produire dans la moyenne d'une gamme de conditions de débit. Pour les options hydroélectriques, il s'agit de la quantité moyenne d'énergie produite sur la base de 110 ans d'historique d'écoulement. Pour les options non hydroélectriques, elle représente l'énergie qui serait attendue dans la même moyenne de toutes les conditions d'écoulement. Pour les ressources thermiques, elle est définie dans le cadre du processus de modélisation et varie en fonction d'un éventail de facteurs. À titre d'information, une gamme est fournie sur la base d'éventails de types d'exploitation typiques observés dans l'industrie. Pour les ressources variables, elle est égale à leur production moyenne d'énergie.

Énergie fiable (Gwg/an)

La quantité d'énergie électrique que peut produire une ressource pendant une période de sécheresse prolongée où les conditions d'écoulement de l'eau sont au niveau le plus bas jamais enregistré pour l'ensemble du système hydroélectrique du Manitoba. Pour ce qui est des options non hydroélectriques, il s'agit de la quantité d'énergie qui peut être produite de façon fiable dans ces mêmes conditions. Les ressources thermiques sont supposées fonctionner à leur plein potentiel, après des pannes forcées et l'entretien pour répondre aux besoins en énergie fiable.

Durée de vie de l'actif (années)

Représente la durée de vie moyenne pondérée des différents éléments d'une ressource. Elle n'indique pas nécessairement la durée de vie maximale d'un projet, car une ressource peut durer plus longtemps moyennant d'importants investissements en capital supplémentaires pour la remise en état ou le remplacement des éléments. Pour ce qui est des mesures d'efficacité énergétique, elle constitue la durée de vie moyenne pondérée des mesures individuelles comprises dans chacun des groupes d'efficacité énergétique. Certaines mesures auront une durée de vie plus courte ou plus longue que la moyenne pondérée.

Facteur de puissance moyen (%)

C'est le rapport entre l'énergie moyenne produite par une option de ressource sur une base annuelle et l'énergie théorique maximale produite en exploitation continu sur la base de la puissance nominale. Pour les ressources thermiques, il s'agit d'une plage d'exploitation typique, la quantité réelle étant définie dans le modèle.

Coûts moyens d'exploitation et d'entretien sur la durée de vie

Coûts d'exploitation et d'entretien fixes (année en cours \$ CA/kW)

Les coûts d'exploitation et d'entretien fixes d'une ressource qui ne changent pas de manière considérable en fonction des niveaux de production d'électricité, tels que les frais généraux et administratifs, les dépenses en personnel, l'équipement d'appui de la centrale et l'entretien de routine. Les valeurs sont présentées sous forme de coût annuel moyen sur la durée de vie de la ressource. Les coûts des ressources hydroélectriques ont été établis à l'interne au sein de Manitoba Hydro. Les coûts des PRM ont été obtenus à partir d'une source accessible au public de Sargent and Lundy. Les coûts de toutes les autres ressources sont fonction d'une moyenne de sources accessibles au public, notamment la US Energy Information Agency, le National Renewable Energy Laboratory, Lazard, et Lawrence Berkeley.

Coûts d'exploitation et d'entretien variables non liés au combustible (année en cours \$ CA/kW)

Le coût d'exploitation et d'entretien variable d'une ressource qui comprend les coûts qui varient sensiblement en fonction des niveaux de production d'électricité, tels que le traitement de l'eau, l'élimination des déchets, les produits chimiques, les catalyseurs, les lubrifiants et d'autres consommables. Ce coût ne comprend pas les coûts d'exploitation de combustibles. Les coûts des ressources hydroélectriques ont été établis à l'interne au sein de Manitoba Hydro. Les coûts des PRM ont été obtenus à partir d'une source accessible au public de Sargent and Lundy. Les coûts de toutes les autres ressources sont fonction d'une moyenne de sources accessibles au public, notamment la US Energy Information Agency, le National Renewable Energy Laboratory, Lazard, et Lawrence Berkeley.

Coûts d'intégration (année en cours \$ CA/MWh)

Il s'agit du coût d'intégration des ressources variables non distribuables, telles que l'énergie éolienne et solaire, dans le système électrique existant de la province. Ce montant comprend le coût associé à l'exploitation sous-optimale du système électrique existant. Actuellement, les coûts associés à l'éventuelle amélioration de l'entretien, aux incidences possibles sur la marge de fiabilité du transport (TRM) et le contrôle automatique de la production (AGC), ainsi qu'aux variations saisonnières de l'énergie qui ne sont pas prises en compte.

Estimation de base (année en cours M\$ CA)

Le coût d'investissement overnight prévu d'une ressource, sans intérêt ni hausse, est présenté en dollars de l'année en cours. Les coûts des ressources hydroélectriques ont été établis à l'interne au sein de Manitoba Hydro. Les coûts des PRM ont été obtenus à partir d'un rapport accessible au public de Sargent and Lundy. Les coûts de toutes les autres ressources sont fonction d'une moyenne de sources accessibles au public, notamment la US Energy Information Agency, le National Renewable Energy Laboratory, Lazard, et Lawrence Berkeley. Outre le coût actuel des ressources, des courbes de coûts futurs ont été utilisées sur la base des prévisions du National Renewable Energy Laboratory.

Taux de rendement thermique (BTU/kWh)

Il s'agit de la quantité d'énergie en BTU nécessaire pour produire un kWh d'énergie électrique. C'est une mesure de l'efficacité thermique d'une unité de production. Il ne s'applique qu'aux options de ressources thermiques.

Coût actualisé de puissance (année en cours \$ CA/kW-an)

C'est une mesure de coût simplifiée standard pour comparer une ressource sur la base du coût de production d'une unité de puissance (\$ CA/kW-an). Il est déterminé par la valeur actuelle des coûts d'investissement, les coûts fixes d'exploitation et des taxes d'une ressource, divisée par la valeur actuelle de la puissance complémentaire hivernale fournie pendant la durée de vie d'une ressource. Les valeurs sont exprimées avec et sans les coûts de transport et sont calculées à l'aide de données et de valeurs spécifiques au Manitoba, le cas échéant. Cette mesure simplifiée ne répartit pas les coûts de l'énergie produite et ne doit être utilisée que pour comparer le coût de la puissance entre les ressources.

Coût actualisé de puissance (année en cours \$ CA/MWh)

C'est une mesure de coût simplifiée standard pour comparer une ressource sur la base du coût de production d'une unité d'énergie (\$ CA/MWh). Il est déterminé par la valeur actuelle des coûts d'investissement, les coûts fixes et variables d'exploitation, des coûts de combustible et des taxes d'une ressource, divisée par la valeur actuelle de la l'énergie moyenne prévue produite pendant la durée de vie d'une ressource. Les valeurs sont exprimées avec et sans les coûts de transport et Le cas échéant, les valeurs ont été ajustées pour tenir compte des pertes en ligne lors du transport de l'énergie des centrales du nord vers la centrale de charge du sud. sont calculées à l'aide de données et de valeurs spécifiques au Manitoba, le cas échéant. Cette mesure simplifiée ne répartit pas les coûts de puissance et ne doit être utilisée que pour comparer le coût de l'énergie entre les ressources.

Intensité d'émission de GES liée à l'exploitation kg d'eq. CO₂/MWh

Il s'agit de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre produites par MWh généré pendant la phase d'exploitation d'une ressource. L'intensité des émissions peut varier en fonction de la charge, mais elle est présentée dans cette annexe à pleine charge d'exploitation.

Coût overnight (\$ CA/KW de l'année en cours)

C'est l'estimation de base prévue exprimée par unité de puissance et excluant les intérêts et la hausse. Dans l'industrie, ce coût est souvent appelé « coût overnight ».

Délai d'exécution du projet (année)

Le délai nécessaire pour planifier, autoriser et construire une ressource, y compris tout nouveau moyen de transport nécessaire pour raccorder la ressource au réseau. La planification et l'autorisation comprennent les enquêtes sur le site, la conception préliminaire, les évaluations environnementales et les approbations réglementaires pour développer une ressource. La construction comprend la conception finale, l'approvisionnement et la construction d'une ressource. La principale incidence du délai d'exécution d'un projet est la date à laquelle une ressource pourrait être mise en service dans le cadre d'une évaluation. L'incertitude liée au délai d'exécution du projet est représentée par une estimation à court terme, une estimation de référence et une estimation à long terme.

Date de mise en service de référence (date)

Il s'agit de la date la plus proche à laquelle une ressource pourrait être mise en service sur la base du délai de référence du projet.

Coût de transport (\$ CA de l'année en cours)

Il s'agit du coût du transport associé nécessaire pour raccorder une nouvelle ressource au système électrique existant. Il s'ajoute au coût de la centrale de production d'une ressource, généralement fourni dans les documents de l'industrie. Il est présenté avec et sans les valeurs de l'estimation de base, du coût overnight, du coût actualisé de l'énergie et du coût actualisé de la puissance. Des concepts de transport et des estimations de coûts ont été élaborés pour chaque option de ressource sur la base d'une localisation et d'une taille présumées. Si nécessaire, les concepts prévoyaient un développement progressif du réseau de transport en fonction de l'augmentation de la puissance ajoutée pour chaque ressource (c'est-à-dire l'énergie éolienne).