

**Rapport****Évaluations du potentiel technique et économique : la
réfection et le réaménagement des installations
hydroélectriques au Canada****H368493-0000-21A-066-0001**

**Ce rapport a été préparé par Hatch pour Hydroélectricité Canada avec le financement du
ministère des Ressources naturelles du Canada.**

2023-08-25	0	Information	M. Lee	M. Dodge	J. Atkinson
DATE	RÉV.	ÉTAT	PRÉPARÉ PAR	VÉRIFIÉ PAR	APPROUVÉ PAR

AVIS IMPORTANT AU LECTEUR

Ce rapport a été préparé par Hatch Ltd. (« **Hatch** ») à l'usage exclusif d'Hydroélectricité Canada (le « **Client** ») dans le but d'aider le client à évaluer le potentiel de production d'énergie d'appoint totale qu'offrirait la réfection et le réaménagement des installations existantes au Canada (le « **Projet** »).

Hatch reconnaît que ce rapport peut être donné à des tiers, à condition que ces tiers se fient à ce rapport à leurs propres risques et puissent (en vertu de leur réception du rapport) être réputés avoir a) reconnu que Hatch n'a aucune responsabilité envers une autre partie que le Client en ce qui concerne ce rapport et b) exonéré Hatch de toute responsabilité en lien avec ce rapport.

Ce rapport contient l'opinion de Hatch selon son jugement professionnel et sa diligence raisonnable, en fonction d'informations connues au moment de la préparation.

L'utilisation de ce rapport est assujettie aux conditions suivantes :

1. Ce rapport doit être lu en contexte et selon les modalités de l'entente correspondante entre Hatch et le Client (l'« **Entente** »), y compris toute méthodologie, procédure, technique, hypothèse et autre modalité pertinente mentionnées dans l'Entente.
2. Ce rapport est conçu pour être lu dans son ensemble, et les sections de ce rapport ne doivent pas être lues ou invoquées hors de leur contexte.
3. Ce rapport est inspiré des informations que le Client ou une tierce partie a fournies à Hatch; à moins d'indication contraire dans l'Entente, Hatch n'a pas vérifié l'exactitude, l'exhaustivité ou la validité de ces informations, ne fait aucune présentation au sujet de leur exactitude et décline par les présentes toute responsabilité connexe.
4. Il est important de noter que ce rapport est fondé essentiellement sur un sondage. Pour cette raison, les conclusions et les estimations qu'il contient sont, en grande partie, basées sur les données et les informations publiques recueillies durant le sondage pour appuyer le Projet. Il ne faut donc pas assumer l'exactitude des estimations énoncées dans le présent rapport, et il ne faut pas se fier uniquement au présent rapport pour déterminer la faisabilité d'autres projets. Ce rapport ne vise pas à remplacer une étude exhaustive de la faisabilité réalisée conformément aux normes du secteur.

Table des matières

Sommaire	1
1. Introduction	3
2. Contexte	3
3. Approche	4
4. Aperçu du parc canadien	4
5. Types d'améliorations	8
5.1 Améliorations de la turbine	9
5.2 Améliorations de l'alternateur	9
5.3 Optimisation du système en cascade	9
5.4 Agrandissement de la centrale	9
5.5 Autres	10
5.6 Durée du projet	10
5.7 Études de cas publiques	11
5.7.1 Bay d'Espoir – Agrandissement	11
5.7.2 Churchill Falls – Réfection et agrandissement	11
5.7.3 E. B. Campbell, Coteau Creek, Island Falls et Nipawin – Réfection et agrandissement	11
5.7.4 Mica – Agrandissement	11
5.7.5 Revelstoke – Agrandissement	12
5.7.6 Sir Adam Beck – Réfection et agrandissement	12
5.7.7 Carillon, Rapide-Blanc, Trenche et Outardes-2 – Réfection	12
5.7.8 Waneta – Agrandissement	12
5.7.9 Manic-5 et Manic-5-PA – Agrandissement	12
5.7.10 René-Lévesque (Manic-3) – Réfection	13
6. Potentiel de la production d'énergie d'appoint	13
6.1 Méthodologie	13
6.1.1 Sondage	13
6.1.2 Âge des centrales	14
6.1.3 Approche combinée	14
6.2 Production d'énergie d'appoint potentielle selon le sondage	14
6.3 Potentiel de production d'énergie d'appoint par une réfection en fonction de l'âge de la centrale	15
6.4 Potentiel de production d'énergie d'appoint par réaménagement ou agrandissement	15
6.5 Production d'énergie d'appoint estimée	15
7. Calendrier des projets	16
8. Soutien, avantages et défis à la réalisation des projets	16
8.1 Questions du sondage	16
8.2 Réponses au sondage	17
8.2.1 Facteurs contribuant à la réalisation	17

8.3	Autres avantages	18
8.3.1	Réseau et stabilité	18
8.3.2	Contribution à l'environnement.....	18
8.3.3	Acceptabilité sociale	18
8.4	Obstacles empêchant la réalisation de projets	19
8.4.1	Approbation, obtention de permis, réglementation.....	19
8.4.2	Contrats d'achat d'électricité	19
8.4.3	Coûts	19
8.4.4	Chaîne d'approvisionnement, approvisionnement et travail.....	20
8.4.5	Allocation du capital.....	20
8.4.6	Valeur économique de l'hydroélectricité par rapport à d'autres énergies renouvelables	20
9.	Vers la réfection et le réaménagement des installations hydroélectriques	21
10.	Conclusions	21

Liste des tableaux

Tableau 4-1 : Estimation de la puissance installée d'hydroélectricité par province (2023)	5
Tableau 4-2 : Distribution du parc canadien par puissance des centrales.....	7
Tableau 6-1 : Production d'énergie d'appoint estimée	15
Tableau 7-1 : Production d'énergie d'appoint projetée, selon le sondage	16

Liste des figures

Figure 4-1 : Historique de la production hydroélectrique totale et d'appoint au Canada	5
Figure 4-2 : Pourcentage de puissance hydroélectrique par province (20 plus grandes centrales indiquées).....	6
Figure 4-3 : Distribution du parc canadien par puissance des centrales	7

Sommaire

En réponse à l'engagement du gouvernement fédéral d'atteindre la carboneutralité pour le réseau électrique en 2035 et pour l'ensemble de l'économie en 2050, Hydroélectricité Canada a commandé la présente étude pour l'aider à évaluer le potentiel de production d'énergie d'appoint totale qu'offrirait la réfection ou le réaménagement des installations existantes au Canada.

Cette étude avait pour objectifs généraux de décrire les différents types d'améliorations, de consulter les producteurs d'hydroélectricité publics et privés pour étudier la capacité totale de production d'appoint engendrée par la réfection ou le réaménagement et de cibler les facteurs influençant les investissements dans les installations d'hydroélectricité existantes.

La production d'énergie d'appoint potentielle totale a été estimée en fonction de réponses directes au sondage, de l'âge des centrales et des remplacements de turbogénérateurs en fonction de leur durée de vie utile habituelle.

Hatch a sondé des producteurs d'hydroélectricité et des propriétaires de centrales hydroélectriques canadiens – qui représentent environ 55 500 MW ou 67 % de la puissance installée totale du parc du pays (environ 83 000 MW) – au sujet de la réfection ou le réaménagement de leurs installations et des enjeux qu'ils envisagent dans le développement de tels projets.

Voici un résumé des principales constatations :

- La puissance hydroélectrique totale du Canada est assurée par environ 566 centrales, représentant une puissance installée totale d'environ 83 000 MW.
- La production d'énergie d'appoint se situerait entre environ 2 200 MW (selon une approche basée sur l'âge) et environ 5 400 MW (selon une approche de sondage proportionnelle), ce qui représente une plage de croissance allant de 2,66 % à 6,48 %.
- 36 centrales hydroélectriques vont probablement subir ou être au début d'une réfection ou d'un réaménagement d'ici 2035; on évalue que 12 autres pourraient être dans la même situation entre 2035 et 2050 et 6 pourraient l'envisager après 2050.
- En ce qui concerne les projets qui se termineront avant 2035, les résultats du sondage montrent que la plupart réuniront le prolongement de la durée de vie de la centrale et son réaménagement sous un même programme. Bon nombre de ces centrales ont plusieurs unités, donc il se peut que les projets se prolongent après 2035.

Facteurs principaux affectant les investissements dans les installations hydroélectriques existantes :

- Les réponses au sondage ont indiqué que la plupart des projets seront réalisés lorsque l'on considérera nécessaire de prolonger la vie des actifs et non seulement dans le but d'augmenter la puissance des centrales. Cela suggère que toute efficacité ou toute augmentation de production d'appoint sont généralement le résultat d'investissements pour prolonger la vie des installations. On peut également en comprendre que les coûts de construction pour une augmentation de puissance ou d'énergie par rapport aux avantages attendus pour la production d'énergie d'appoint, pris seuls, ne sont pas économiques. Cependant, lorsque combinés à des investissements pour prolonger la durée de vie qui étaient déjà prévus ou nécessaires, les coûts différentiels liés à l'augmentation de production deviennent intéressants.
- Les avantages du projet sont notamment les apports au réseau et à la stabilité, les contributions à l'environnement et l'acceptabilité sociale.
- Des obstacles à l'avancement de tels projets ont été relevés : les permis et la réglementation, les ententes d'achat d'énergie, les coûts, la chaîne d'approvisionnement et la main-d'œuvre, l'allocation du capital et la valeur économique par rapport aux autres énergies renouvelables.

Selon les commentaires directs du sondage, voici quelques défis et recommandations :

- Le rôle prépondérant de l'hydroélectricité dans l'introduction et l'expansion de nouvelles formes d'énergies renouvelables intermittentes mérite d'être étudié davantage.
- Il faudrait tenir compte d'incitatifs financiers et réglementaires pour aider les propriétaires de centrales hydroélectriques dans leurs efforts d'amélioration du rendement de leurs installations.
- Pour veiller à ce que le secteur de l'énergie atteigne ses objectifs de réduction de gaz à effet de serre (GES) entre 2030 et 2050, il faudrait avoir une meilleure idée des projets potentiels à venir pour que le secteur puisse planifier et assurer le développement de la capacité industrielle et de main-d'œuvre pour répondre à la demande.

1. Introduction

Dans les décennies à venir, près de la moitié de la puissance installée d'hydroélectricité au Canada recevra des fonds pour prolonger sa durée de vie ou améliorer son efficacité et son rendement. Ces occasions d'investissement offrent un réel potentiel d'augmenter la production et la capacité de stockage ou d'améliorer la fiabilité et la résilience (c.-à-d. par une plus grande flexibilité pour favoriser une intégration fiable de l'éolien et du solaire).

Voici les objectifs généraux de cette étude :

- Décrire les types d'améliorations possibles au sein du parc de centrales hydroélectriques canadien.
- Solliciter l'aide des producteurs d'hydroélectricité publics et privés pour analyser la puissance potentielle totale de production d'énergie d'appoint au Canada.
- Estimer la capacité totale de production d'énergie d'appoint possible par la réfection et le réaménagement.
- Cibler les facteurs influençant les investissements pour la réfection et le réaménagement d'installations hydroélectriques existantes, y compris quelques-uns des avantages intrinsèques et des grands freins.

2. Contexte

Hydroélectricité Canada (HC) est l'association industrielle nationale de producteurs d'hydroélectricité au Canada. En réponse à l'engagement du gouvernement fédéral d'atteindre la carboneutralité pour le réseau électrique en 2035 et pour l'ensemble de l'économie en 2050, Hydroélectricité Canada a commandé plusieurs projets de recherche visant à explorer les possibilités d'encourager l'augmentation de la capacité hydroélectrique au pays d'ici 2035 et au-delà.

La présente étude porte sur l'évaluation du potentiel de réfection et de réaménagement des centrales hydroélectriques au Canada; la construction à neuf de centrales n'est pas considérée ici.

Aux fins de cette étude, les définitions suivantes seront retenues :

- La **réfection** consiste en la restauration ou le renouvellement des actifs existant et du prolongement de leur durée de vie. Il est attendu de tels travaux qu'ils apportent des avantages, comme une augmentation de l'efficacité, du rendement (puissance et énergie), de la fiabilité et de l'exploitabilité.
- Le **réaménagement** indique le remplacement de l'infrastructure existant (en partie ou en totalité) et, dans certains cas, l'ajout de puissance de production d'énergie d'appoint dans des endroits avec des excès d'eau, ou en soutien à l'intégration d'énergies renouvelables non mobilisables. À l'instar de la réfection, il est attendu de ces travaux qu'ils offrent des

avantages, comme une amélioration de l'efficacité, du rendement (puissance et énergie), de la fiabilité et de l'exploitabilité.

3. Approche

Bien que le gouvernement du Canada garde une liste de toutes les installations hydroélectriques et leur puissance enregistrée, elle ne contient pas les informations techniques nécessaires pour déterminer le potentiel de la réfection et du réaménagement des installations¹.

Ainsi, un sondage a été mené auprès de propriétaires de centrales hydroélectriques pour analyser le potentiel d'une augmentation de la production par les installations existantes. Le but de était de recueillir des renseignements pertinents à l'analyse du potentiel de la réfection et du réaménagement ainsi que des commentaires sur certains enjeux auxquels les propriétaires font face dans le cadre de tels projets.

Plus précisément, les propriétaires ont dû répondre aux questions suivantes :

- Quelle serait l'augmentation de puissance (MW) et d'énergie produite (GWh) attendue d'une réfection ou d'un réaménagement?
- Quel serait l'échelonnement dans le temps de ces projets?
- Qu'est-ce qui contribuerait à la réalisation de ces projets?
- Quels autres avantages sont attendus d'une réfection ou d'un réaménagement?
- Quels seraient les plus grands défis ou obstacles qui empêcheraient ces projets de se concrétiser?

Les résultats du sondage ont été synthétisés dans ce rapport conformément aux réponses des participantes et participants.

4. Aperçu du parc canadien

Le parc de centrales hydroélectriques canadien occupe le quatrième rang mondial en taille après celui de la Chine, du Brésil et des États-Unis. En 2021, il occupait la troisième place en matière de production annuelle d'hydroélectricité, avec plus de 383 TWh².

L'hydroélectricité a fait son entrée au Canada en 1881³. Depuis, au moins 566 centrales hydroélectriques ont été construites, offrant une puissance installée totalisant 82 990 MW en 2023⁴. La puissance a connu son plus rapide essor entre les années 1950 et les années 1990, pour ensuite voir sa croissance ralentir à la fin des années 2000.

Dans les cinq dernières années, la production d'hydroélectricité a augmenté d'environ 2 400 MW, la majorité de cette puissance provenant du développement de grandes centrales comme Romaine-3 (395 MW) et Romaine-4 (245 MW) au Québec en 2017 et 2023

respectivement, Keeyask (695 MW) au Manitoba en 2022 et Muskrat Falls (824 MW) à Terre-Neuve-et-Labrador en 2021.

La figure 4-1 présente puissance hydroélectrique totale et d'appoint au Canada par décennie (jusqu'à 2020).

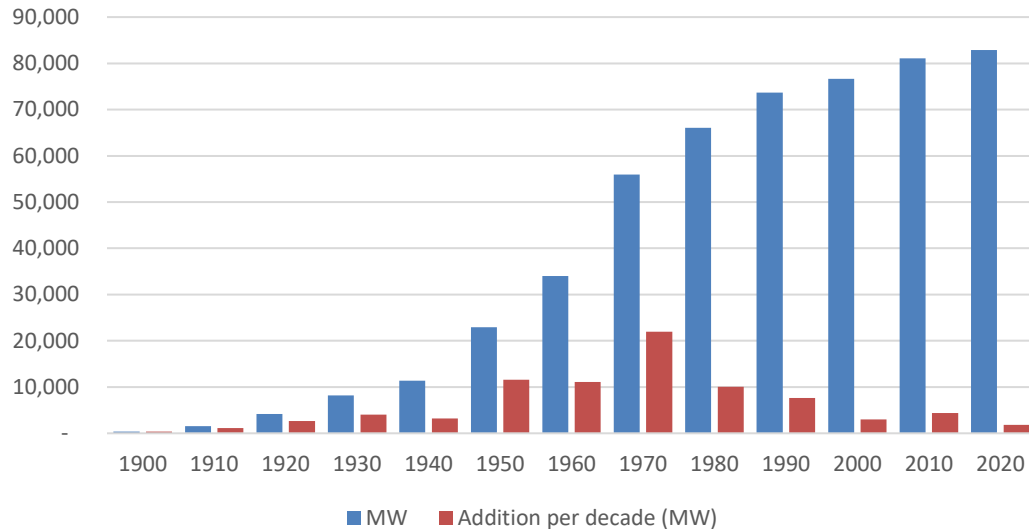


Figure 4-1 : Historique de la production hydroélectrique totale et d'appoint au Canada

Le tableau 4-1 présente également la puissance installée par province (en 2023), et une représentation graphique illustre le pourcentage de la puissance par province dans la figure 4-2 (où les vingt plus grandes centrales sont indiquées)⁵.

Tableau 4-1 : Estimation de la puissance installée d'hydroélectricité par province (2023)

Province	Nombre de centrales	Puissance installée (MW)	Pourcentage (%)
Alberta	22	914	1,1
Colombie-Britannique	122	15 924	19,2
Manitoba	16	5 923	7,1
Nouveau-Brunswick	11	950	1,2
Nouvelle-Écosse	35	413	0,5
Ontario	157	8 816	10,6
Québec	153	41 255	49,7
Saskatchewan	7	864	1,0
Terre-Neuve-et-Labrador	34	7 783	9,4

Province	Nombre de centrales	Puissance installée (MW)	Pourcentage (%)
Territoires du Nord-Ouest	6	56	<0,1
Yukon	4	92	0,1
Total	566	82 990	100

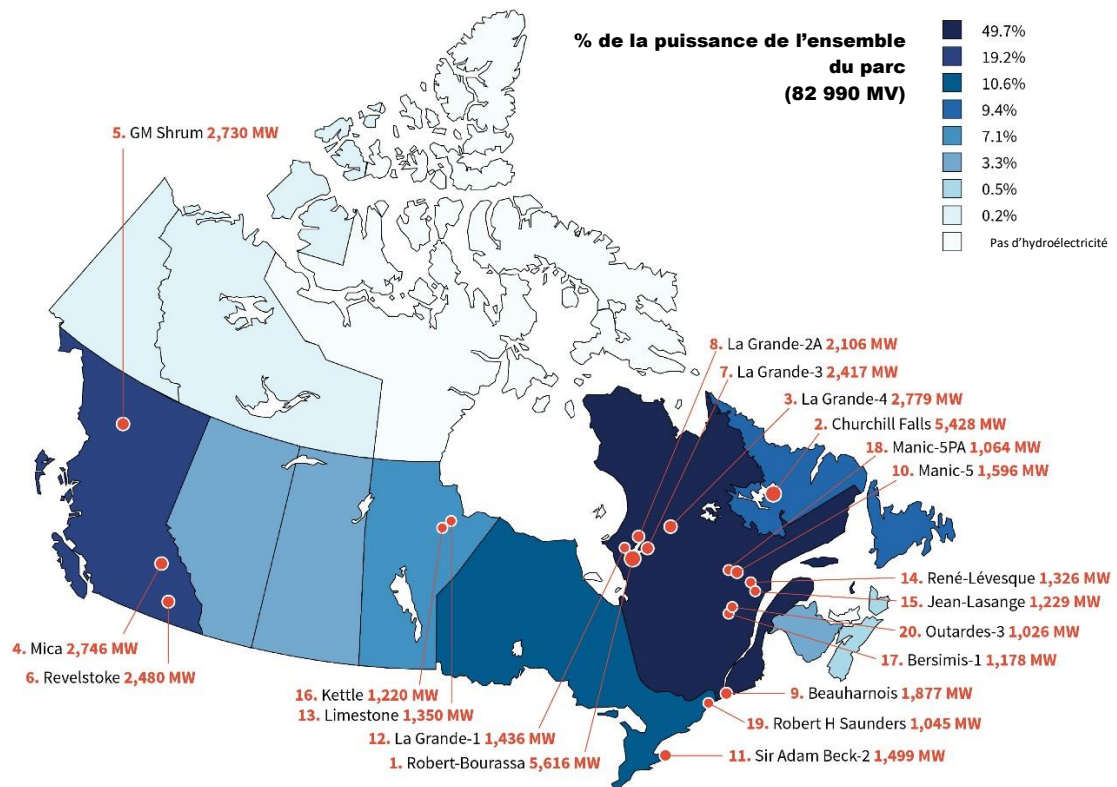


Figure 4-2 : Pourcentage de puissance hydroélectrique par province (20 plus grandes centrales indiquées)

Selon les données disponibles, l'âge moyen du parc de centrales hydroélectriques canadien totalisant 82 990 MW est de 53 ans⁶. Puisque la durée de vie moyenne recommandée d'un groupe turbine-alternateur est de 50 ans, et en fonction de l'âge des centrales, on peut estimer que plus de 290 centrales – pour un total d'environ 60 500 MW – pourraient nécessiter une première ou une deuxième réfection dans les 20 prochaines années⁷.

Il convient également de noter que les plus grandes centrales ont une incidence importante sur la production totale au Canada : les centrales avec une production de plus de 100 MW

représentent 21,5 % de tout le parc en nombre de centrales, mais produisent plus de 91,1 % de toute l'énergie (voir la figure 4-3 et le tableau 4-2).

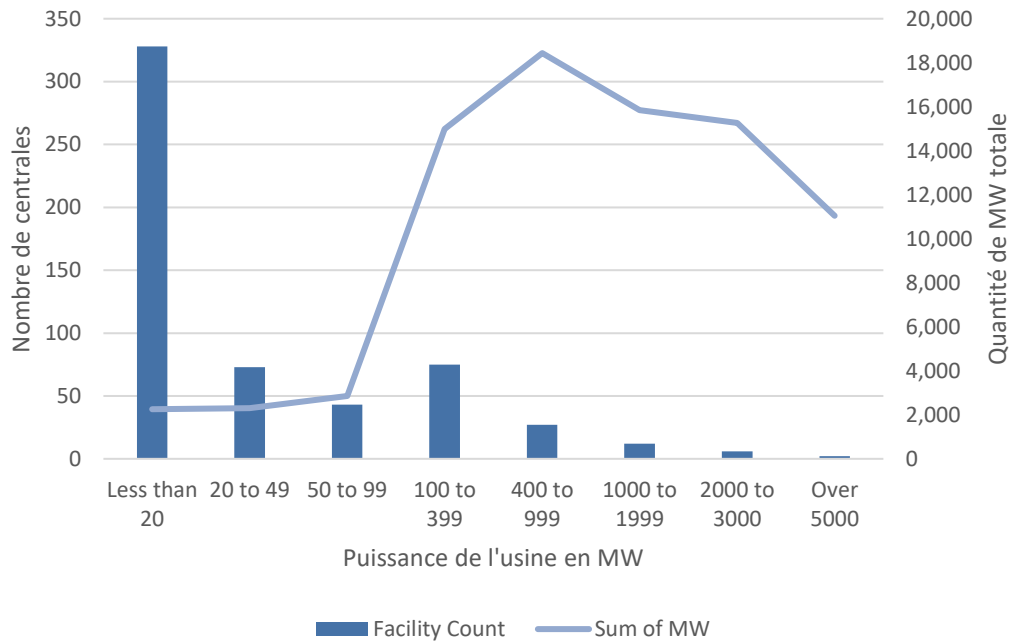


Figure 4-3 : Distribution du parc canadien par puissance des centrales

Tableau 4-2 : Distribution du parc canadien par puissance des centrales

Taille de l'installation (MW)	Nombre total d'installations	Quantité totale de MW	% total de MW
Moins de 20	328	2 255	2,7
20 à 49	73	2 304	2,8
50 à 99	43	2 851	3,4
100 à 399	75	14 995	18,1
400 à 999	27	18 438	22,2
1 000 à 1 999	12	15 846	19,1
2 000 à 3 000	6	15 258	18,4
Plus de 5 000	2	11 044	13,3
TOTAUX	566	82 990	100

5. Types d'améliorations

Il existe plusieurs approches à réfection ou à l'aménagement possible des centrales et de l'équipement existants. L'échelonnage dans le temps et l'amélioration de rendement de tels projets dépend de l'âge moyen des centrales et de ses composantes, des conditions existantes, de la fiabilité de son exploitation, de son historique d'entretien et de réfection et de l'analyse de rentabilité générale sur le type d'amélioration potentielle qui viendrait ajouter des sources d'appoint à la production et aux activités.

Une production accrue peut provenir d'améliorations de l'efficacité ou de la capacité d'appoint.

En ce qui concerne l'amélioration de l'efficacité, l'hydroélectricité est l'une des formes de production les plus efficaces et a été déterminante pour le développement économique du Canada. L'hydroélectricité, pierre angulaire du réseau électrique, continue de répondre à plus de 60 % des besoins en électricité du pays, lui offrant puissance, énergie, flexibilité et résilience. Cela témoigne de la maturité du secteur, qui a fait ses preuves au fil des décennies. L'efficacité des centrales et machines hydroélectriques, avec des groupes modernes, peut atteindre plus de 95 % et ainsi excéder toutes les autres sources d'énergie renouvelable. Plus les groupes de turbine sont vieux, plus grand est le potentiel d'amélioration d'efficacité.

Pour ce qui est de l'amélioration de la capacité, elle peut découler d'une conception plus moderne de turbogénérateur ou d'un groupe turbine-alternateur supplémentaire dans une installation existante. Dans certains cas, et pour plusieurs raisons techniques, les centrales hydroélectriques construites avant l'année 2000 peuvent généralement connaître une amélioration d'efficacité et de capacité. Selon une étude publiée par la Banque mondiale en 2011, la capacité de la turbine d'un groupe commandé ou réparé dans les années 1970 serait meilleure d'environ 6,0 % et celle de l'alternateur, de 7,5 %⁸. Certaines centrales peuvent également avoir un potentiel hydraulique inexploité en raison de l'excès d'eau disponible, des nouvelles unités planifiées mais jamais construites, un manque d'optimisation de la gestion de l'eau ou des changements dans les régimes opérationnels des centrales.

Au sujet de l'âge moyen des centrales et de leurs composantes, la durée de vie typique et l'état de l'équipement jouent un rôle dans l'analyse des options propres à la centrale et dans la sélection de l'option de réfection ou d'aménagement à favoriser. Pour contexte général, voici la durée de vie typique pour certains des équipements principaux des installations hydroélectriques :

- Structure des grands barrages : 100 ans
- Roue de turbine : 45 ans
- Enroulement statorique : 30 ans

- Noyau de stator : 50 à 100 ans
- Système d'excitation : 40 ans
- Matériel d'écluse : 50 ans

Plus de détails sur les types d'améliorations et les avantages sont présentés ci-dessous.

5.1 Améliorations de la turbine

Une amélioration de la turbine consiste généralement en un remplacement celle-ci ou de sa roue et peut procurer les avantages suivants :

- efficacité accrue à une charge partielle, en période de pointe ou à une charge élevée;
- rendement accru de la turbine;
- conception mécanique améliorée pour une vitesse d'exploitation à vide et à charge partielle;
- optimisation de la plage de fonctionnement pour la tête et la puissance.

5.2 Améliorations de l'alternateur

Une amélioration de l'alternateur consiste généralement en une conception améliorée du noyau de stator ou de l'enroulement statorique et peut procurer les avantages suivants :

- efficacité accrue;
- réactivité ou rendement améliorés;
- potentiel d'amélioration à l'inertie pour une meilleure stabilité du réseau.

5.3 Optimisation du système en cascade

Les centrales hydroélectriques canadiennes sont généralement du type au fil de l'eau ou à réservoir. Certaines centrales font partie d'un système en cascade, c'est-à-dire qu'elles sont alignées en amont ou en aval dans le même réseau hydrographique.

La production de ces centrales peut être optimisée par de nouvelles technologies et des études hydrauliques révisées permettant de tirer le meilleur parti possible de l'eau disponible sur tout le réseau en cascade. Ainsi, l'utilisation de l'eau est optimisée et on évite le gaspillage causé par le haut niveau d'eau ou des débits élevés d'une ou plusieurs centrales.

5.4 Agrandissement de la centrale

Que ce soit par l'optimisation de la cascade, un meilleur accès à l'eau, un changement dans l'utilisation ou pour toute autre raison, il est possible pour certaines centrales d'opter pour l'agrandissement et d'installer un groupe turbine-alternateur supplémentaire à l'installation existante (lorsque l'ajout potentiel d'un groupe a été envisagé durant la construction initiale), en agrandissant la centrale ou en en construisant une à côté d'une autre. Ces ajouts peuvent

grandement augmenter la production d'une centrale existante, mais sont cependant généralement plus coûteux que les remplacements de groupe turbine-alternateur parce qu'ils nécessitent des travaux de génie civil et de structuration supplémentaires. Lorsqu'on ajoute à une centrale existante, le processus est habituellement plus rapide que le même type d'aménagement sur un site vierge.

Puisque l'agrandissement d'une installation existante fait usage d'un réservoir existant, l'empreinte environnementale est moindre que celle d'une construction à neuf.

En intégrant l'énergie renouvelable non mobilisable, les avantages d'un ajout de puissance garantie à une installation existante pourraient avoir d'importantes répercussions sur les exploitants de réseau électrique en offrant de l'énergie mobilisable lorsque d'autres formes d'énergies renouvelables ne sont pas disponibles ou en contribuant à stabiliser le réseau.

5.5 Autres

Il existe plusieurs autres méthodes graduelles pour augmenter la production :

- Un changement de la hauteur de chute peut procurer un meilleur rendement. On peut y parvenir en : augmentant la hauteur du barrage par des travaux importants de reconstruction, construisant des barrages gonflables, modifiant le plan d'eau d'aval (en lien avec une amélioration de la cavitation des turbines) ou réduisant la rugosité de la surface de la conduite d'eau.
- Une réduction de la rugosité de la surface des conduites d'eau de la turbine peut également améliorer l'efficacité et le rendement de la centrale.
- Remédier aux insuffisances des systèmes auxiliaires peut réduire les pertes d'approvisionnement en énergie de la centrale et ainsi améliorer le rendement net de la centrale.

5.6 Durée du projet

La réfection des centrales hydroélectriques existantes consiste habituellement en une remise à niveau des composants électromécaniques, soit la turbine, l'alternateur, les transformateurs et les auxiliaires associés. Selon la portée de la réfection, un projet peut s'échelonner sur 36 à 72 mois, du début de la phase de planification à la mise en service. C'est sans compter les activités environnementales ou la délivrance de permis, le cas échéant.

D'un autre côté, le réaménagement d'une centrale existante nécessiterait probablement des analyses environnementales ou des approbations gouvernementales supplémentaires, ce qui peut allonger considérablement la durée totale du projet.

5.7 Études de cas publiques

5.7.1 *Bay d'Espoir – Agrandissement*

La centrale hydroélectrique de Bay d'Espoir à Terre-Neuve a été construite en trois différentes phases échelonnées sur 12 ans⁹. À la première phase, la centrale comportait trois groupes turbine-alternateur dont la puissance installée totalisait 300 MW. À la deuxième phase, deux groupes, soit 150 MW, ont été ajoutés à la centrale en 1970. Le septième groupe s'y est greffé en 1977, ajoutant 154 MW supplémentaires à la puissance installée, pour un total de 604 MW¹⁰. En 2022, Newfoundland and Labrador Hydro a proposé un projet de 522 millions de dollars pour la construction d'un huitième groupe dans le but d'ajouter un autre 154 MW à la centrale et de porter la puissance totale à 758 MW¹¹.

5.7.2 *Churchill Falls – Réfection et agrandissement*

La centrale hydroélectrique de Churchill Falls, d'une puissance de 5 428 MW et située au Labrador, est la deuxième plus grande centrale au Canada (la seizième au monde). Construite entre 1971 et 1974, la centrale dispose actuellement de 11 groupes turbine-alternateur, chacun d'entre eux offrant une puissance d'environ 494 MW. Les groupes, ayant tous un potentiel additionnel d'environ 50 MW, n'ont pas encore été mis à niveau. Avec la possibilité d'ajouter un douzième et un treizième groupe de 550 MW chacun, la puissance de la centrale pourrait potentiellement augmenter de 1 650 MW, ce qui totaliserait 7 078 MW, et ferait de la centrale la neuvième plus grande au monde^{9,12}.

5.7.3 *E. B. Campbell, Coteau Creek, Island Falls et Nipawin – Réfection et agrandissement*

SaskPower travaille présentement sur une grande réfection de la centrale hydroélectrique E. B. Campbell, notamment la mise à niveau de six des huit turbines avec l'objectif de faire passer la production de 289 MW à 295 MW. SaskPower prévoit également prolonger considérablement, sur une période de 10 à 20 ans, la durée de vie utile de certaines de leurs grandes centrales dont Coteau Creek, Island Falls et Nipawin, notamment par la mise à niveau des turbines, qui pourraient faire augmenter la puissance de 0,5 à 1,5 %. Cependant, la conception sera sûrement axée sur l'amélioration de la flexibilité des exploitations pour encourager les ressources à base d'onduleur (comme l'éolien, le solaire et les batteries) et parvenir à mieux contrôler les flux.

On pourrait également considérer le réaménagement de certaines centrales, notamment par des ajouts de puissance. Par exemple, la centrale de Coteau Creek sur la rivière Saskatchewan Sud, d'une puissance de 186 MW, a été construite en 1969 avec cinq tunnels, dont seulement trois sont connectés à des groupes turbine-alternateur. SaskPower a l'intention d'étudier la viabilité (répercussions, avantages, coûts) d'un futur ajout de puissance à la centrale.

5.7.4 *Mica – Agrandissement*

Le barrage Mica, en Colombie-Britannique, était à l'origine conçu pour accueillir six groupes turbine-alternateur, mais seulement quatre d'entre eux ont été installés en 1977, pour une

puissance de 1 805 MW à la fin de la construction. BC Hydro a entrepris d'installer les deux derniers groupes en 2011, Unit 5 et Unit 6, de 500 MW chacun¹³. Ce projet s'est terminé en 2016 et a porté la puissance totale de la centrale à 2 805 MW.

5.7.5 **Revelstoke – Agrandissement**

La construction du barrage de Revelstoke, en Colombie-Britannique, s'est initialement terminée en 1984, avec quatre groupes turbine-alternateur fournissant une puissance installée de 1 980 MW. BC Hydro s'est lancé dans un projet d'agrandissement en 2011, ajoutant un cinquième groupe de 500 MW à la centrale, pour une puissance totale de 2 480 MW¹⁴. Une sixième baie, présentement vide, pourrait accueillir un groupe supplémentaire de 500 MW, ce qui permettrait à la puissance totale d'atteindre 2 980 MW.

5.7.6 **Sir Adam Beck – Réfection et agrandissement**

Initialement construite en 1921, la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck n° 1 héberge 10 groupes turbine-alternateur pour une puissance combinée de 446 MW¹⁵. La centrale a connu des agrandissements : la centrale Sir Adam Beck n° 2 (1954 – 1 516 MW) et la centrale de pompage Sir Adam Beck (1957 – 174 MW). En 2022, après 13 ans hors service, l'Unit 1 et l'Unit 2 ont été complètement remplacés (le tout premier remplacement pour Sir Adam Beck n° 1), et les nouveaux groupes modernisés ont ajouté environ 125 MW de puissance à la centrale¹⁶. Entre 2006 et 2013, des travaux de génie civil ont été entrepris pour réhabiliter la centrale Sir Adam Beck n° 2, notamment par le projet du tunnel de Niagara, qui, avec d'autres mises à niveau de la centrale, a pu augmenter la puissance nominale de 150 MW.

5.7.7 **Carillon, Rapide-Blanc, Trenche et Outardes-2 – Réfection**

Dans son *Plan stratégique 2022-2026*, Hydro-Québec a annoncé une initiative visant à ajouter 2 000 MW à la puissance de ses centrales hydroélectriques d'ici 2035¹⁷. Dans le cadre de cette initiative, des travaux sont présentement en cours à quatre centrales : Carillon en Outaouais, Rapide-Blanc et Trenche en Mauricie et Outardes-2 sur la Côte-Nord. Il sera ainsi possible d'augmenter la puissance de production de 10 % en cinq ans, ce qui ajouterait 178 MW à la puissance actuelle de 1 789 MW¹⁸.

5.7.8 **Waneta – Agrandissement**

Le barrage de Waneta, en Colombie-Britannique, a été construit en 1954 sur la rivière Pend d'Oreille et comprend quatre groupes turbine-alternateur, pour une puissance installée totalisant 490 MW. Une centrale de deux groupes indépendante a été construite de 2010 à 2015 pour 900 millions de dollars, dans le but d'augmenter la puissance du barrage. La puissance installée de la centrale Waneta Expansion est de 335 MW, pour un total de 825 MW^{19,20}.

5.7.9 **Manic-5 et Manic-5-PA – Agrandissement**

Construite dans le cadre du projet Manic-Outardes (1959 à 1978), la centrale Manic-5 se trouve au pied du barrage Daniel-Johnson sur la rivière Manicouagan. Avec ses huit turbines

Francis mises en service en 1971, la centrale possède une puissance installée de 1 596 MW. Moins de 20 ans plus tard, une deuxième centrale a été construite sur le site pour répondre à la demande croissante d'électricité durant les périodes de pointe hivernales : la centrale Manic-5-PA (« PA » pour « puissance additionnelle »). Cette dernière a ajouté quatre autres turbines Francis et 1 064 MW à l'installation existante en 1990, pour une puissance installée totalisant 2 660 MW²¹.

5.7.10 **René-Lévesque (Manic-3) – Réfection**

Une autre centrale a été mise en service en 1976 dans le cadre du projet Manic-Outardes : la centrale René-Lévesque (anciennement appelée Manic-3). Avec ses six turbines Francis de 208 MW chacune, la puissance installée totale était initialement de 1 244 MW. À la suite de travaux de maintien effectués entre 2012 et 2014 pour prolonger la durée de vie utile de la centrale, la puissance installée est passée à 1 326 MW^{22,23,24}. En 2023, des travaux de revalorisation sont encore possibles et sont présentement à la phase de planification¹⁸.

6. **Potentiel de la production d'énergie d'appoint**

Le but premier de cette étude est d'estimer la production supplémentaire potentielle en MW qui découlerait d'une réfection ou d'un réaménagement des installations hydroélectriques existantes au Canada.

6.1 **Méthodologie**

Puisqu'il est impossible d'étudier chacune des installations existantes et d'obtenir des renseignements détaillés de la part de tous les propriétaires et exploitants de centrales hydroélectriques, trois approches ont été utilisées pour estimer le potentiel de production d'énergie d'appoint.

6.1.1 **Sondage**

La première consistait en un sondage mené auprès de plusieurs centrales dans le but de recueillir des renseignements pertinents, d'analyser le potentiel d'une réfection ou d'un réaménagement et de recevoir de la rétroaction sur certains problèmes qui peuvent rendre de tels projets impossibles. L'objectif du sondage était de déterminer la quantité de MW ou de GWh attendus d'une réfection ou d'un réaménagement, l'échelonnement dans le temps de ce type de projet, les avantages, les obstacles et le soutien nécessaire pour les surmonter.

Le sondage a été envoyé à plusieurs centrales, qui représentent environ 80 % de la puissance installée au Canada. Les répondants représentaient environ 55 500 MW, soit 67 % de la puissance installée du parc.

En fonction des réponses reçues, le pourcentage de production d'énergie d'appoint a été estimé puis extrapolé pour représenter le potentiel total de tout le parc de centrales hydroélectriques du pays.

6.1.2 **Âge des centrales**

La deuxième approche consiste en une estimation prudente basée sur l'âge moyen des centrales et la durée de vie utile recommandée des groupes turbine-alternateur. Cette approche a utilisé la date de construction ou de mise en service de l'installation et a appliqué par la suite une première, une deuxième et possiblement une troisième période de remise en état selon un intervalle de 50 ans pour estimer le rendement actuel et potentiel de l'installation. En fonction du moment de la dernière réfection théorique, la production d'énergie d'appoint potentielle restante (selon une progression technologique théorique), a été estimée ainsi :

- Les groupes turbine-alternateur mis en service ou remis en état avant 1960 pourraient connaître une hausse de production de 10 %.
- Les groupes turbine-alternateur mis en service ou remis en état entre 1960 et 1980 pourraient connaître une hausse de production de 5 %.
- Les groupes turbine-alternateur mis en service ou remis en état après 1960 pourraient connaître une hausse de production de 1 %.

6.1.3 **Approche combinée**

La troisième approche, utilisée pour valider le potentiel de production d'énergie d'appoint estimé, s'est déroulée comme suit :

- D'abord, prendre les données sur l'âge des centrales.
- Les remplacer par les résultats applicables du sondage.
- Remplacer les données supplémentaires basées sur l'âge tirées de renseignements publics sur les centrales par le potentiel de réfection et de réaménagement.

6.2 **Production d'énergie d'appoint potentielle selon le sondage**

Pour l'estimation basée sur le sondage, les réponses des producteurs membres d'Hydroélectricité Canada variaient entre des valeurs exactes en MW à des pourcentages d'augmentation estimés pour une centrale ou pour le parc entier de la personne sondée. Les données ont été consolidées selon deux catégories : les MW supplémentaires engendrés par une réfection (revalorisation) et les MW supplémentaires engendrés par un réaménagement (nouveaux groupes).

Selon les résultats du sondage, la production d'énergie d'appoint potentielle serait d'environ 2 840 MW pour des réfections et de 760 MW pour l'ajout de nouveaux groupes, pour une augmentation totale environnant 3 600 MW.

6.3 Potentiel de production d'énergie d'appoint par une réfection en fonction de l'âge de la centrale

Pour l'approche basée sur l'âge, on supposait que l'intervalle typique entre les remplacements de roue de turbine et d'enroulement rotorique (donc l'intervalle entre les possibilités de revalorisation) était d'environ 50 ans. En présupposant que les propriétaires ont suivi cet intervalle approximatif et en tenant compte de la date initiale de construction de la centrale, la dernière année de revalorisation potentielle complète du groupe a été estimée (par exemple : année de construction + 50 ans ou + 100 ans = année de la dernière revalorisation complète avant 2023). Ensuite, en considérant les avancées technologiques des 60 à 100 dernières années, un pourcentage d'augmentation d'une revalorisation potentielle a été estimé et assigné en fonction du calcul de l'année de la dernière réfection potentielle.

Cette approche ne tient pas compte des groupes turbine-alternateur qui ont pu nécessiter un remplacement prématuré pour de nombreuses raisons et qui auraient pu être revalorisés pendant des réparations à un rythme différent que chaque 50 ans.

6.4 Potentiel de production d'énergie d'appoint par réaménagement ou agrandissement

Le potentiel de production d'énergie d'appoint par réaménagement ou agrandissement comprend seulement la puissance basée sur les réponses au sondage. L'étude ne tient pas compte du potentiel des barrages hors service ou d'autres centrales connues qui présentent un potentiel de réaménagement ou d'agrandissement.

6.5 Production d'énergie d'appoint estimée

En fonction des trois approches mentionnées plus haut, les résultats de la production d'énergie d'appoint estimée sont présentés dans le tableau 6-1.

Tableau 6-1 : Production d'énergie d'appoint estimée

Méthode	Augmentation combinée		Réfection		Réaménagement		Représentation du parc
	MW	%	MW	%	MW	%	MW
Sondage ¹	3 600	6,48	2 840	5,12	760	1,37	66,9 % (55 500)
Sondage (extrapolé)	5 381	6,48	4 245	5,12	1 140	1,37	100 % (82 990)
Âge	2 209	2,66	-	-	-	-	100 % (82 990)
Approche combinée	5 025	6,05	-	-	-	-	100 % (82 990)

¹ Comme il est mentionné dans la section 6.1 ci-dessus, les répondants au sondage représentent environ 55 500 MW (67 % du parc).

Selon les résultats du sondage et l'approche combinée, le potentiel de production d'énergie d'appoint se situe entre 5 000 et 5 400 MW. La méthode basée sur l'âge montre une production plus faible parce qu'elle fait la moyenne de toutes les centrales, même si le

potentiel de réfection et de réhabilitation importantes surpasse généralement le potentiel statistique disponible, particulièrement pour les grandes centrales.

7. Calendrier des projets

Selon les réponses au sondage, pour un parc représentatif de 55 000 MW, on compte réfectionner ou réaménager 36 centrales d'hydroélectricité d'ici 2035, 12 centrales entre 2035 et 2050 et six après 2050 (tableau 7-1).

Tableau 7-1 : Production d'énergie d'appoint projetée, selon le sondage

Calendrier	Réfection			Réaménagement			Total
	Nombre	MW	%	Nombre	MW	%	
D'ici 2035	35	2 240	4,0	1	40	<0,1	36
2035 à 2050	11	540	1,0	1	S. O.	S. O.	12
Après 2050	1	50	<0,1	5	720	1,3	6
Total	47	2 840	5,1	7	760	1,4	54

Pour les projets réalisés avant 2035, les résultats du sondage indiquent que la plupart d'entre eux combineront le prolongement de la durée de vie et la réfection en un seul programme. De plus, puisque la plupart de ces centrales comportent plusieurs installations, la véritable date d'achèvement pourrait s'étendre au-delà de 2035.

En outre, bien que cela n'ait pas été confirmé, nous comprenons et prévoyons que plusieurs producteurs d'électricité pourraient mener des études avant 2035 pour planifier des projets à réaliser entre 2035 et 2050. Il est donc raisonnable de supposer que le nombre de centrales hydroélectriques réfectionnées et réaménagées augmentera à l'avenir.

8. Soutien, avantages et défis à la réalisation des projets

8.1 Questions du sondage

Dans le cadre du sondage, on a également demandé aux participants de donner leur avis ou des suggestions sur trois questions, à la fois pour les réfections et les réaménagements potentiels. Pour chaque catégorie, les questions étaient présentées comme suit :

- Votre organisation a-t-elle actuellement des projets de réfection (rétablissement de la capacité d'origine, mise à niveau ou augmentation de la puissance des turbines) de l'équipement des turbines de sa centrale d'hydroélectricité?
- Quels sont les avantages attendus de ces réfections? Quelle puissance d'appoint (MW) et quelle production d'appoint (GWh) sont attendues pour l'ensemble du parc? Quels

sont les autres types d'avantages attendus (acceptabilité sociale, environnement, autres, etc.)?

- Y'a-t-il d'autres raisons qui puissent appuyer votre projet pour la réfection de centrales d'hydroélectricité (crédits carbone, stabilisation du réseau avec d'autres formes d'énergies renouvelables, renouvellement de contrat d'achat d'électricité, offre de services complémentaires, etc.)?

On a également demandé aux participants de nous parler des défis rencontrés dans leurs projets de réfection et de réaménagement. Les questions étaient présentées comme suit :

- Quels sont les défis ou les obstacles majeurs qui empêchent votre organisation d'aller de l'avant pour la réfection ou le réaménagement (problèmes politiques, techniques, économiques, contexte politique changeant, réglementation, acceptabilité sociale, autre)?
- De quelle façon le gouvernement et les décisionnaires peuvent-ils soutenir la réfection et le réaménagement des centrales d'hydroélectricité? Quelles sont les conditions gagnantes nécessaires pour permettre à votre organisation d'aller de l'avant avec ces projets?

8.2 Réponses au sondage

Les réponses au sondage ont été regroupées et les éléments suivants ont été relevés :

- Les opinions ou les réponses peuvent refléter des situations prévalant dans une certaine province et non dans une autre.
- Les chiffres exacts sur le potentiel de réfection ou de réaménagement constituent une information sensible.
- Dans le sondage, on a tenté de déterminer quand les projets pourraient être réalisés et s'ils suivraient l'objectif du gouvernement fédéral de réduire les émissions de gaz à effet de serre avant ou après 2035. La plupart des grands producteurs ont refusé de fournir ces renseignements.
- Les réponses représentaient à la fois les grandes et les petites entreprises, ainsi que les représentants des producteurs publics et privés.
- L'étendue des réponses a varié : certains représentants ont limité leurs réponses en raison de la nature sensible des renseignements à indiquer.

8.2.1 Facteurs contribuant à la réalisation

La plupart des réponses indiquaient que les projets seraient réalisés lorsqu'il est jugé nécessaire de prolonger la durée de vie des structures plutôt que selon une augmentation de la capacité ou de la production uniquement. Cela suggère que tout avantage d'efficacité ou

de capacité supplémentaire est généralement un produit dérivé des investissements globaux de prolongation de la durée de vie.

Cette constatation suggère que si l'on compare les coûts de construction d'une capacité ou d'une énergie supplémentaire par rapport aux bénéfices attendus d'une production d'appoint seule, la rentabilité n'est pas assurée. Toutefois, lorsque ces coûts sont combinés à des investissements déjà planifiés ou nécessaires pour prolonger la durée de vie, le coût de la production additionnelle devient intéressant.

8.3 Autres avantages

8.3.1 Réseau et stabilité²⁵

Avec l'intégration croissante de sources d'énergie renouvelable intermittentes, comme l'énergie éolienne et solaire, au réseau, les problèmes de faible inertie, de puissance réactive, de tension du réseau et de stabilité transitoire vont se multiplier. La réfection et le réaménagement hydroélectriques peuvent contribuer à atténuer les problèmes de transmission qui ne concernent que certaines parties du réseau. Ils peuvent également permettre l'interconnexion d'un plus grand nombre d'énergies renouvelables intermittentes à l'avenir.

8.3.2 Contribution à l'environnement

L'hydroélectricité contribue déjà à la réduction des émissions de GES. Les programmes de réfection ou de réaménagement de centrales hydroélectriques existantes contribueront à favoriser le retrait de la production thermique et l'ajout d'autres formes d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

Les projets de réfection et de réaménagement peuvent également être l'occasion de modifier ou de repenser certains éléments importants afin de résoudre des problèmes comme l'oxygénation, la protection des poissons ou l'amélioration de la gestion de l'eau pour les communautés environnantes.

8.3.3 Acceptabilité sociale

L'hydroélectricité, comme d'autres projets d'infrastructure, doit être acceptée socialement avant d'être mise en œuvre, et doit rester acceptable pendant et après son exécution. L'acceptabilité peut revêtir plusieurs aspects : l'environnement, la rentabilité ou l'acceptation par les communautés locales. L'acceptabilité sociale de l'hydroélectricité varie d'une province à l'autre, mais elle est généralement considérée comme positive du point de vue de l'économie et de la création d'emplois. Des sondages publics ont montré qu'une grande majorité de la population canadienne est en faveur de la création de projets hydroélectriques à grande échelle.

8.4 Obstacles empêchant la réalisation de projets

8.4.1 *Approbation, obtention de permis, réglementation*

Presque toutes les personnes interrogées ont exprimé des inquiétudes concernant les règlements auxquels le secteur hydroélectrique est soumis. Ces préoccupations se répartissent en trois tendances générales : la perception d'une réglementation stricte, la longueur du processus et, enfin, l'imprévisibilité, à terme, du processus^{26,27,28}.

Avant la mise en œuvre d'un projet de réfection ou de réaménagement, il faut déterminer si les exigences de permis devront être modifiées ou si les diverses réglementations applicables, comme les évaluations d'impact environnemental, la pêche, les eaux navigables, les réglementations provinciales et municipales, devront faire l'objet d'un examen partiel ou complet.

Parfois, ces exigences compliquent la concrétisation de projets, car elles demandent des investissements initiaux importants et beaucoup de temps, malgré une grande incertitude quant au processus ou au résultat. Comme l'ont indiqué quelques répondants, « obstacles complexes et inutiles » viennent compliquer leur travail.

8.4.2 *Contrats d'achat d'électricité*

Dans les régions où des contrats d'achat d'électricité sont en place, presque toutes les personnes interrogées ont exprimé diverses préoccupations. Parmi celles-ci figurent la durée des contrats, l'inflation des coûts dans un contexte de tarification fixe, la faiblesse des tarifs et l'absence de compensations adéquates pour les services auxiliaires en ce qui concerne l'intégration d'autres formes d'énergies renouvelables.

Le cas échéant, la durée d'un contrat d'achat d'électricité et son modèle économique peuvent déterminer si un projet de réfection et de réaménagement sera achevé pendant la durée du contrat d'achat d'électricité. Autrement dit, même si ce n'est pas toujours le cas, la durée du contrat peut décourager l'investissement dans un projet de réfection et de réaménagement.

8.4.3 *Coûts*

L'incertitude quant aux coûts de réfection et de réaménagement, ainsi que l'inflation, a été mentionnée par quelques répondants.

Dans certains cas, la phase d'étude et d'autorisation d'un projet peut être longue et la prévisibilité des coûts devient une préoccupation en raison de l'incertitude des résultats.

L'inflation a été mentionnée comme un problème pouvant influencer la décision d'aller de l'avant avec un projet. Les producteurs d'électricité ont commencé à subir les conséquences de l'augmentation des coûts qui en découle, en particulier depuis la pandémie. Sous contrat d'achat d'électricité à taux fixe, l'inflation a une encore plus grande incidence sur la décision de mettre en œuvre la réfection ou le réaménagement.

8.4.4 Chaîne d'approvisionnement, approvisionnement et travail

Un répondant a exprimé des réserves concernant la disponibilité des ressources (capacité industrielle) pour réaliser des projets de réfection ou de réaménagement, problème qui pourrait avoir des conséquences sur la capacité de réaliser des projets à temps et de respecter le budget.

8.4.5 Allocation du capital

Beaucoup de répondants ont mentionné la difficulté d'allouer des ressources financières aux projets de réfection et de réaménagement. Comme ces ressources sont généralement allouées aux projets de prolongation de durée de vie, elles ne semblent pas être une priorité pour les investissements en capitaux, malgré la volonté de voir croître le nombre de projets de réfection et de réaménagement.

Plusieurs participants ont proposé l'ajout de sources de financement pour appuyer les nouvelles initiatives d'efficacité, la modification des installations existantes et leur adaptation aux nouvelles sources d'énergie renouvelable, ou l'augmentation des analyses sur le potentiel des projets de réfection et de réaménagement.

8.4.6 Valeur économique de l'hydroélectricité par rapport à d'autres énergies renouvelables

On perçoit que l'hydroélectricité, malgré son caractère aussi renouvelable et durable que les autres formes d'énergies reconnues comme renouvelables, n'est généralement pas traitée de la même façon ou propice aux mêmes investissements.

Un thème récurrent parmi les réponses au sondage était l'adéquation entre les modèles de revenus actuels et les avantages de l'hydroélectricité sur le marché de l'énergie. En d'autres mots, d'autres sources de revenus devraient être rendues disponibles pour les propriétaires de centrales hydroélectriques pour appuyer la réduction des GES ou l'utilisation d'autres formes d'énergies renouvelables.

Par exemple, il a été suggéré que les futurs contrats d'achat d'électricité prévoient des dispositions pour les crédits carbone (p. ex. crédits d'énergie renouvelable). De telles mesures existent peut-être déjà, mais ces crédits sont parfois détenus par d'autres entités que le propriétaire de la centrale lui-même, ce qui réduit leur incitatif financier à améliorer la production, et par le fait même la réduction des GES.

Plusieurs propriétaires d'installations hydroélectriques craignent également que la valeur de leur ressource mobilisable et sans émissions qui stocke l'énergie de façon quotidienne ou saisonnière ne soit pas compensée adéquatement par rapport aux autres formes d'énergies renouvelables intermittentes lorsqu'elles contribuent à la stabilité du réseau.

9. Vers la réfection et le réaménagement des installations hydroélectriques

Les résultats pondérés du sondage indiquent que la réfection et le réaménagement du parc de centrales hydroélectriques au Canada pourraient potentiellement augmenter la production d'électricité de 5 000 à 5 400 MW entre maintenant et 2050. Le marché canadien de l'électricité connaît également de profondes transformations. Selon les résultats du sondage, les possibilités de production supplémentaire qu'offrent la réfection ou le réaménagement valent la peine d'être envisagées.

À la lumière du sondage, voici quelques points importants à considérer :

- **Revoir le mécanisme de compensation.** Il faut se pencher sur le rôle de l'hydroélectricité dans l'introduction et l'expansion de nouvelles formes d'énergies renouvelables intermittentes.
- **Incitatifs financiers pour la réfection et le réaménagement.** Des incitatifs financiers et de réglementation devraient être envisagés pour aider les propriétaires de centrales hydroélectriques dans leurs efforts pour augmenter la production des centrales existantes.
- **Effort coordonné.** Pour s'assurer que l'industrie de l'énergie, dans son ensemble, soit capable d'atteindre ses objectifs de réduction des GES en 2035 et en 2050, une perspective améliorée des projets potentiels aidera le secteur à bien planifier le développement des capacités industrielles et de la main-d'œuvre pour répondre à la demande.

10. Conclusions

Cette étude avait pour objectifs généraux de décrire les différents types d'améliorations, de consulter les producteurs d'hydroélectricité publics et privés pour étudier la capacité totale de production d'appoint engendrée par la réfection ou le réaménagement et de cibler les facteurs influençant les investissements dans les installations d'hydroélectricité existantes.

La production d'énergie d'appoint potentielle totale a été estimée en fonction de réponses directes au sondage, de l'âge des centrales et des remplacements de turbogénérateurs en fonction de leur durée de vie utile habituelle.

Hatch a sondé des producteurs d'hydroélectricité et des propriétaires de centrales hydroélectriques canadiens – qui représentent environ 55 500 MW ou 67 % de la puissance installée totale du parc du pays (environ 83 000 MW) – au sujet de la réfection ou le réaménagement de leurs installations et des enjeux qu'ils envisagent dans le développement de tels projets.

Voici un résumé des principales constatations :

- La puissance hydroélectrique totale du Canada est assurée par environ 566 centrales, représentant une puissance installée totale d'environ 83 000 MW.
- La production d'énergie d'appoint se situerait entre environ 2 200 MW (selon une approche basée sur l'âge) et environ 5 400 MW (selon une approche de sondage proportionnelle), ce qui représente une plage de croissance allant de 2,66 % à 6,48 %.
- 36 centrales hydroélectriques vont probablement subir ou être au début d'une réfection ou d'un réaménagement d'ici 2035; on évalue que 12 autres pourraient être dans la même situation entre 2035 et 2050 et 6 pourraient l'envisager après 2050.

Voici les principaux facteurs et enjeux pour la réfection ou le réaménagement des installations hydroélectriques :

- ◆ Les projets de réfection et de réaménagement pour la production d'appoint sont généralement mis en œuvre lorsqu'il est nécessaire de prolonger la durée de vie des installations plutôt qu'en fonction d'une augmentation véritable de la capacité ou de la production.
- ◆ L'hydroélectricité a le potentiel de contribuer à l'intégration d'autres énergies renouvelables intermittentes ainsi qu'à la stabilisation du réseau, notamment grâce à l'inertie.
- ◆ Les projets de réfection et de réaménagement sont avantageux pour les économies locales.
- ◆ Les processus d'approbation et d'obtention de permis peuvent s'avérer périlleux pour certains projets. Des améliorations dans les processus de réglementation peuvent contribuer à dynamiser ces projets et à obtenir des résultats plus prévisibles.
- ◆ Les contrats d'achat d'électricité peuvent avoir une influence importante sur la décision de procéder à la réfection ou le réaménagement d'une centrale.
- ◆ L'incertitude liée aux coûts et à l'inflation peut affecter la viabilité d'un projet potentiel.
- ◆ La disponibilité des ressources est un aspect important pour veiller à ce que les projets soient réalisés en respectant l'échéancier et le budget alloué.
- ◆ Sans incitatifs, les projets visant à prolonger la durée de vie des centrales hydroélectriques doivent être mis en priorité avant les projets de réfection et de réaménagement qui pourraient apporter une capacité supplémentaire précoce.
- ◆ Des incitatifs financiers supplémentaires au modèle de revenus (contrats d'achat, crédits d'énergies renouvelables, crédits d'impôt...) peuvent aider à stimuler l'investissement

pour appuyer les projets de réfection ou de réaménagement visant à réduire les émissions de GES, ainsi qu'appuyer l'intégration d'autres énergies renouvelables.

- ¹ Centrales électriques à énergie renouvelable, 1 MW et plus - Coopération nord-américaine en matière d'information sur l'énergie, gouvernement du Canada, consulté le 11 janvier 2023, <https://open.canada.ca/data/fr/dataset/490db619-ab58-4a2a-a245-2376ce1840de>
- ² 2021 Hydropower Status Report, International Hydropower Association, consulté le 11 janvier 2023, <https://www.hydropower.org/publications/2021-hydropower-status-report>
- ³ Resource Overview: Hydropower in Canada: Past, Present, and Future, Canadian Hydropower Association, Hydro Review, 1^{er} octobre 2009, <https://www.hydroreview.com/world-regions/resource-overview/#gref>
- ⁴ Seules les centrales hydroélectriques de 1 MW et plus ont été prises en compte dans ce sondage.
- ⁵ L'électricité renouvelable au Canada, Régie de l'énergie du Canada, 30 juin 2022, <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/electricite/rapport/electricite-renouvelable-canada/index.html>
- ⁶ La durée de vie technique moyenne des travaux de génie civil en hydroélectricité oscille entre 80 et 150 ans.
- ⁷ Federal Replacements, Units, Service Lives, Factors, United States Bureau of Reclamation, 2017 Revision 1.1, https://www.usbr.gov/power/data/2017_Federal_Hydropower_Replacements_Book_BW_1.1.pdf
- ⁸ Rehabilitation of Hydropower – An Introduction to Economic and Technical Issues, Goldberg, Joseph; Espeseth Lier, Oeyvind, Water Papers, Banque mondiale, consulté le 11 janvier 2023, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/518271468336607781/pdf/717280WP0Box370power0for0publishing.pdf>
- ⁹ Hydro Generation, Newfoundland and Labrador Hydro, consulté le 11 janvier 2023, <https://nlhydro.com/operations/hydro-generation/>
- ¹⁰ Bay d'Espoir's biggest generating unit gets an overhaul, Newfoundland and Labrador Hydro, 28 octobre 2019, <https://nlhydro.com/good-to-know/bde7overhaul/>
- ¹¹ N.L. Hydro proposing Bay d'Espoir expansion to meet electricity load growth, Roberts, T., CBC, 4 octobre 2022, <https://www.cbc.ca/news/canada/newfoundland-labrador/hydro-reliability-expansion-1.6605408>
- ¹² Framework In Place For Churchill River Hydro Developments, gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, 9 mars 1998, <https://www.releases.gov.nl.ca/releases/1998/exec/0309n05.htm>
- ¹³ Mica Units 5 & 6 Projects, BC Hydro, consulté le 3 février 2023, https://www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/mica_generating_station_upgrade.html
- ¹⁴ Revelstoke Unit 6 Project, BC Hydro, consulté le 3 février 2023, <https://www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/revelstoke-unit-6.html>
- ¹⁵ OPG's Sir Adam Beck I hydro station celebrates a century of clean power, Ontario Power Generation, 1^{er} décembre 2021, <https://www.opg.com/stories/opgs-sir-adam-beck-i-hydro-station-celebrates-a-century-of-clean-power/>
- ¹⁶ OPG's Sir Adam Beck I GS now generating more clean power after historic unit replacements, Ontario Power Generation, 9 novembre 2022, <https://www.opg.com/stories/opgs-sir-adam-beck-i-gs-now-generating-more-clean-power-after-historic-unit-replacements/>
- ¹⁷ Plan stratégique 2022-2026, Hydro-Québec, 24 mars 2023, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>

-
- ¹⁸ *2,4 milliards pour changer les turbines de quatre centrales*, Le Devoir, 18 février 2023, <https://www.ledevoir.com/economie/782248/hydro-quebec-2-4-milliards-pour-changer-les-turbines-de-quatre-centrales>
- ¹⁹ *Waneta Expansion Generating Station*, Columbia Power, consulté le 18 août 2023, <https://columbiapower.org/projects/waneta-expansion-project/>
- ²⁰ *BC Hydro purchases remaining interest in Waneta Dam and Generating Station*, 26 juillet 2018, https://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2018/bc-hydro-purchases-remaining-interest-in-waneta-dam-and-generati.html
- ²¹ *Visitez la centrale Manic-5 et le barrage Daniel-Johnson!*, Hydro-Québec, consulté le 18 août 2023, <https://www.hydroquebec.com/visites-installations/visites-grand-public/daniel-johnson-manic-5-cote-nord.html>
- ²² *Hydro-Québec Rapport annuel 2012*, Hydro-Québec, consulté le 18 août 2023, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2012.pdf>
- ²³ *Hydro-Québec Rapport annuel 2013*, Hydro-Québec, consulté le 18 août 2023, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2013.pdf>
- ²⁴ *Hydro-Québec Rapport annuel 2014*, Hydro-Québec, consulté le 18 août 2023, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2014.pdf>
- ²⁵ « Why Canada's Energy Security Hinges on Renewables », Christensen, L. T. et N. Dusyk, Institut international du développement durable, octobre 2022, <https://www.iisd.org/system/files/2022-10/bottom-line-canada-energy-security.pdf>
- ²⁶ *Renewable Energy Laws and Regulations 2023—Canada*, Cook, L., L. Shipley et I. Webb, Global Legal Group, consulté le 18 août 2023, <https://iclg.com/practice-areas/renewable-energy-laws-and-regulations/canada>
- ²⁷ *Energy Laws and Regulations 2023—Canada*, McNamara, R., C. Milliken et S. Wong, Global Legal Insights, consulté le 18 août 2023, <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/canada>
- ²⁸ « Energy transitions and the things we never talk about », Business Council of British Columbia, Finlayson, J. et D. Mullen, Business Council of British Columbia, 20 janvier 2022, <https://bcbc.com/insights-and-opinions/energy-transitions-and-the-things-we-never-talk-about>