



Évaluation du potentiel technique et économique du stockage hydroélectrique par pompage au Canada

Rapport final – 26 juin 2023

Présenté à :

HYDROÉLECTRICITÉ CANADA

Préparé par :

Stantec

Table des matières

Sommaire	1
1. Introduction	1
1.1 Contexte.....	1
1.2 Groupe de recherche.....	2
1.3 Description du projet.....	2
2. Introduction au stockage hydroélectrique par pompage	4
2.1 Fonctionnement	4
2.2 Adaptation d'une centrale hydroélectrique pour le stockage par pompage.....	8
2.3 Raisons de développer le stockage hydroélectrique par pompage aujourd'hui.....	9
2.4 Historique du stockage d'énergie par pompage	11
2.5 Situation actuelle du stockage par pompage au Canada.....	13
2.6 Le stockage par pompage dans le monde	14
2.7 Stockage par pompage et stabilité du réseau.....	20
2.8 Comparaison avec les autres technologies de stockage.....	23
3. Projets en développement	26
4. Potentiel de développement de projets de stockage par pompage	27
4.1 Potentiel théorique.....	27
4.2 Facteurs de faisabilité.....	29
4.3 Potentiel réaliste.....	40
4.4 Interprétation des résultats	41
5. Résultats commentés	42
5.1 Potentiel théorique.....	42
5.2 Potentiel réaliste.....	51
6. Perspectives d'acteurs du marché	60
6.1 Centrales sans projet de stockage hydroélectrique par pompage	60
6.2 Centrales avec projet de stockage hydroélectrique par pompage.....	60
7 Conclusion	63
8 Remerciements	65
9 Références	66

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – Profil du groupe de recherche

Annexe B – Atlas mondial des projets de stockage hydroélectrique par pompage

Annexe C – Liste des publications du CEATI

Annexe D – Application des facteurs de faisabilité

Annexe E – Questionnaire destiné aux parties prenantes

Annexe F – Équipe de recherche

LISTE DES FIGURES

Figure 1	Configuration typique d'une station de stockage par pompage.....	4
Figure 2	Représentation conceptuelle des configurations de SHP	5
Figure 3	Disposition physique d'une station de SHP à circuit fermé non relié à un cours d'eau : centrale de Ffestiniog au pays de Galles.....	6
Figure 4	Centrale de pompage Sir Adam Beck à Niagara Falls, en Ontario.....	7
Figure 5	Le complexe Sir Adam Beck de Niagara Falls et sa centrale de pompage	12
Figure 6	Aperçu des centrales de SHP dans les régions du monde	13
Figure 7	Centrales de SHP en activité dans le monde.....	13
Figure 8	Centrales de SHP prévues, annoncées et en construction dans le monde	13
Figure 9	Distribution des sites potentiels de SHP à circuit fermé capables de stocker 150 GWh en 18 h	15
Figure 10	Consommation d'énergie par habitant au Canada.....	16
Figure 11	Fréquence, angle de déphasage et tension durant la panne du Texas en février 2021	17
Figure 12	« Non-événement » au moment de la perte de 1 200 MW sur le réseau électrique de la Nouvelle-Angleterre en avril 2020	18
Figure 13	Détail de l'atlas mondial de SHP de l'ANU montrant le Canada	22
Figure 14	Interconnexions et conseils régionaux de fiabilité d'Amérique du Nord.....	25
Figure 15	Capacité existante et proposée entre les provinces canadiennes et les États américains	25
Figure 16	Diagramme du passage du potentiel théorique au potentiel réaliste	33
Figure 17	Distribution du potentiel théorique de SHP au Canada	42
Figure 18	Ventilation du potentiel théorique de SHP par province.....	43
Figure 19	Potentiel théorique de SHP et ressources éoliennes au Canada (le rouge foncé indique des vents plus forts).....	44
Figure 20	Distribution du potentiel théorique de SHP à Terre-Neuve-et-Labrador.....	44
Figure 21	Distribution du potentiel théorique de SHP en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick	45
Figure 22	Distribution du potentiel théorique de SHP au Québec	46
Figure 23	Distribution du potentiel théorique de SHP en Ontario.....	47
Figure 24	Distribution du potentiel théorique de SHP dans les Prairies	48
Figure 25	Distribution du potentiel théorique de SHP en Alberta	49
Figure 26	Distribution du potentiel théorique de SHP en Colombie-Britannique.....	50
Figure 27	Distribution du potentiel réaliste de SHP au Canada	52
Figure 28	Potentiel réaliste de Terre-Neuve-et-Labrador.....	53
Figure 29	Potentiel réaliste de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick.....	54
Figure 30	Potentiel réaliste du Québec	55
Figure 31	Potentiel réaliste de l'Ontario	56
Figure 32	Potentiel réaliste des Prairies	57
Figure 33	Potentiel réaliste de l'Alberta	58
Figure 34	Potentiel réaliste de la Colombie-Britannique	59

GLOSSAIRE

Capacité de production. Capacité totale d'électricité que peut produire un ensemble de centrales en une année, exprimée en térawattheure (TWh par année).

Facteurs de faisabilité. Facteurs qui influencent la concrétisation d'un projet et tiennent notamment compte des aspects techniques, économiques, environnementaux et sociaux. Pour en savoir plus, voir la section 4.2, « Facteurs de faisabilité ».

Puissance installée totale. Capacité installée totale en gigawatt (GW) d'un ensemble de centrales.

Potentiel réaliste. Possibilité de puissance installée et de capacité de production d'électricité d'un ensemble de centrales qui tient compte des facteurs de faisabilité.

Potentiel théorique. Possibilité de puissance installée et de capacité de production d'électricité d'un ensemble de centrales qui ne tient pas compte des facteurs de faisabilité.

Unités de mesure de la capacité et de l'énergie. La capacité est notée en mégawatt (MW) et le stockage d'énergie, en gigawattheure (GWh) pour les centrales individuelles, tandis que ce sont les GW et les TWh qui sont généralement employés dans les statistiques cumulatives provinciales et nationales.

AVERTISSEMENT

- Le présent rapport a été préparé pour le seul bénéficiaire du client et aucun tiers n'est autorisé à l'utiliser sans le consentement exprès et par écrit de Stantec, révoquant à la discrétion de Stantec. Tout tiers qui consulte ce rapport est responsable de l'utilisation qu'il en fait.
- La préparation de ce rapport ainsi que les travaux connexes ont été réalisés avec les compétences et la diligence raisonnables requises par les pratiques et procédures professionnelles normalement acceptées et employées dans la réalisation de telles activités dans le lieu et au moment où celles-ci ont été réalisées. Aucune autre garantie n'est offerte.
- Comme pour tous les rapports et toutes les analyses de ce type, tant les conditions latentes actuelles et futures que les conditions changeantes futures pourraient avoir un effet considérable sur les conclusions et les solutions proposées ici. Le lecteur doit être parfaitement conscient de ces limites à la lecture de toutes les évaluations, les conclusions et les recommandations. Il doit notamment comprendre que le spécialiste technique chargé de l'évaluation des installations en question doit porter un jugement sur une diversité de facteurs critiques impossibles à mesurer avec précision. La nature indéterminée de ces facteurs fait en sorte qu'il est impossible de les évaluer avec exactitude dans tous les cas. Ainsi, il faut se garder de considérer ce rapport comme une forme de vérification précise des conditions et circonstances actuelles.
- La prestation des services vise des questions de nature spéculative. Les événements peuvent se dérouler différemment de ce qui avait été prévu. Pour ces raisons, toute déclaration, opinion ou recommandation intégrée ou connexe à tout rapport ne devrait pas être considérée comme une affirmation de ce qui adviendra ou qui est susceptible d'advenir. Les constats, opinions et recommandations représentent plutôt une prévision fondée sur les suppositions qui sous-tendent ces constats, opinions ou recommandations, les opinions exprimées dans le rapport et le contexte dans lequel le rapport a été préparé ou élaboré. Stantec n'a aucune obligation vis-à-vis du client en ce qui concerne de près ou de loin l'échec de toute transaction faite en s'appuyant sur ces constats, opinions ou recommandations.
- Les résultats de Stantec présentés dans tout document, matériel ou conseil sont fondés sur des observations et des données collectées à un moment donné. Les résultats d'évaluation reposent sur des conditions et des opérations visibles au moment de l'étude des terrains et apparentes dans un examen visuel, et de tout document supplémentaire fourni. Un changement dans l'un de ces facteurs après l'étude pourrait changer les conclusions et les résultats présentés par Stantec, et Stantec n'endosse aucune responsabilité découlant d'un tel changement à moins d'en avoir été informée avant la livraison des documents, du matériel ou des recommandations. Aucun test intrusif ne sera effectué.
- L'estimation des coûts de conception, de construction et d'exploitation sera calculée en fonction de l'expérience de Stantec à titre de consultant. Il n'y a aucune garantie que les coûts réels seront les mêmes que ceux estimés ou rapprochés selon tout pourcentage d'écart énoncé.

SOMMAIRE

Hydroélectricité Canada est l'association industrielle qui représente le secteur canadien de l'hydroélectricité, représentant près de 85 GW d'énergie renouvelable. En réponse à l'engagement à atteindre la carboneutralité de l'électricité d'ici 2035 et une économie carboneutre d'ici 2050 du gouvernement fédéral, l'association a commandé un projet de recherche sur le stockage hydroélectrique par pompage (SHP) au Canada.

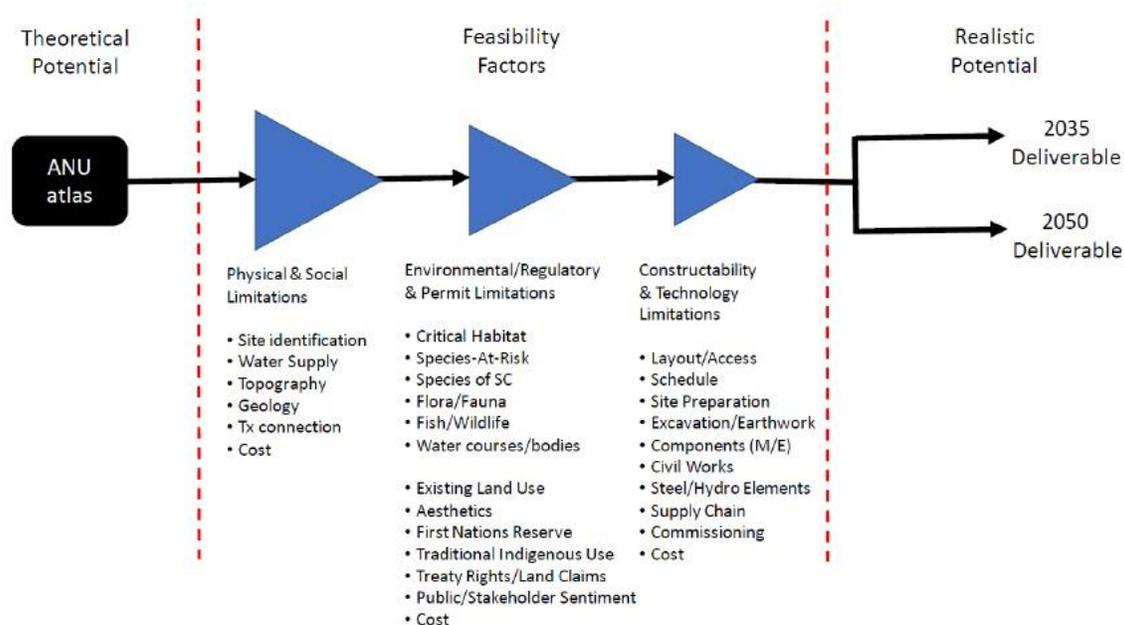
Hydroélectricité Canada a attribué le contrat à un groupe de recherche dirigé par Stantec et formé de l'Université nationale australienne (ANU), du Centre for Energy Advancement through Technological Innovation (CEATI) et de Power Advisory (PA). Cette collaboration vise à répondre aux objectifs généraux du projet : aider Hydroélectricité Canada et la filière à mieux comprendre la valeur stratégique du SHP, et définir le potentiel de viabilité de terrains où pourraient être aménagées de nouvelles centrales de SHP et de ceux où il y a des projets en développement.

La section 2 donne une introduction au SHP et un aperçu de l'évolution historique à l'échelle mondiale. La section 3 présente une liste sommaire des projets de SHP en développement connus.

À la section 4 sont décrites en détail les possibilités de réalisation de projets de SHP, suivies du processus séquentiel qui sous-tend le protocole employé :

- L'atlas mondial du SHP de l'ANU (annexe B) offre une analyse structurée, cohérente et complète du territoire, permettant le repérage de terrains candidats au relief adéquat. Les résultats de cette analyse déterminent le potentiel théorique.
- Les facteurs de faisabilité, permettant d'évaluer les coûts et les probabilités de réussite d'un projet, servent à sélectionner, parmi les terrains candidats théoriques, ceux qui ont des chances raisonnables de passer à l'étape de la concrétisation. Ce sont ces facteurs qui, appliqués au potentiel théorique, déterminent le potentiel réaliste.
- Le potentiel réaliste au Canada se divise en deux périodes : les perspectives à court terme (d'aujourd'hui à 2035) et les perspectives à long terme (de 2035 à 2050). Les sites potentiels décrits ici sont essentiels pour répondre aux impératifs du règlement fédéral sur l'électricité propre d'ici 2035.

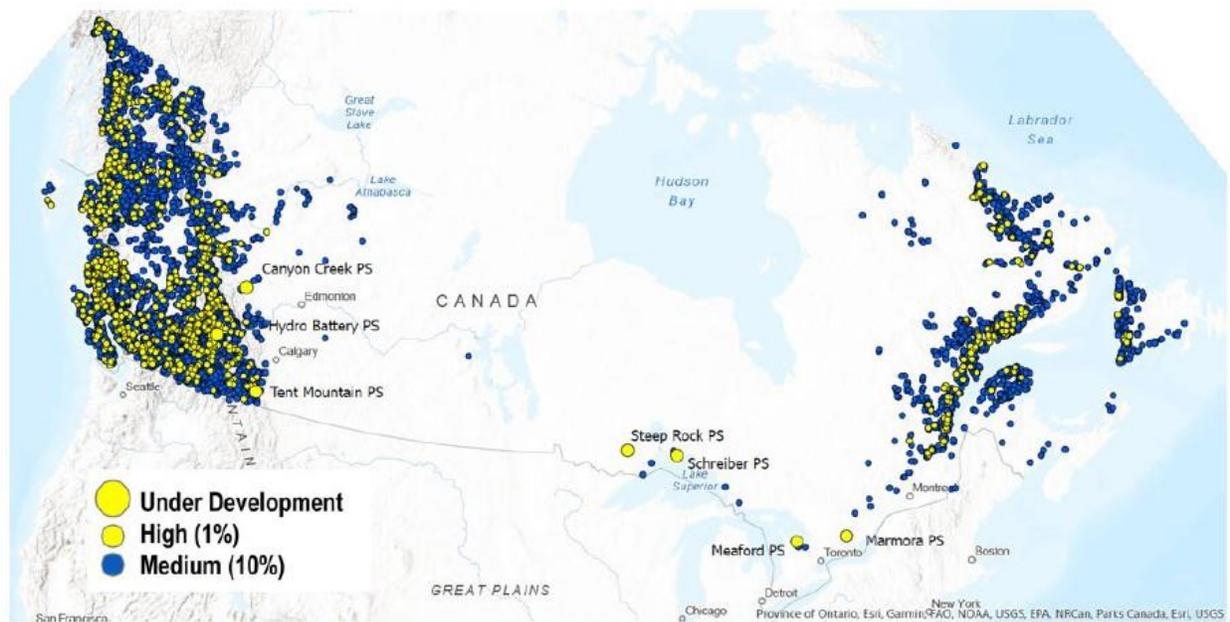
Dès le début de l'étude, la base de données de l'ANU sur les sites propices aux stations en circuit fermé a été désignée comme la plus complète, représentant le plus grand potentiel global de SHP au Canada. Le potentiel théorique des sites de SHP répertoriés dans l'atlas représente plus de 200 TW. Cette donnée ne tient pas compte des sites propices aux stations en circuit ouvert, des sites liés aux Grands Lacs et des sites intégrant des mines abandonnées, démarche qui a pour effet de sous-évaluer le potentiel, et qui est par conséquent cohérente avec l'objectif d'estimation prudente.



Les résultats de ce processus, présentés à la section 5, confirment le potentiel réaliste du SHP au Canada, y compris les catégories « moyen » (10 % des sites de potentiel théorique, en bleu) et « élevé » (1 % des sites, en vert)¹.

	Number of Sites	Total Installed Capacity (MW)	Number of Sites	Total Installed Capacity (MW)	
Theoretical Potential	116,383	222,796,251			
	High		Medium		
	1%		10%		
Realistic Potential w/o Cost Adjustments	3,385	17,747,889	25,431	88,532,889	
Realistic Potential after Transmission Adjustment	2,159	13,827,889	16,890	74,023,500	
Realistic Potential after Transmission and Constructability Adjustment	2,073	13,449,944	16,245	71,446,389	
Realistic Potential after Transmission, Constructability and Equipment Adjustment	1,168	8,293,333	11,706	61,181,167	
Realistic Potential	1,164	8,260,000	11,638	60,876,889	
	By 2035	996	7,069,722	10,121	52,981,000
	By 2050	168	1,190,278	1,517	7,895,889
Realistic Potential	1,164	8,260,000	11,638	60,876,889	

¹ Dans le tableau, les corrections de coûts correspondent aux coûts qui s'ajoutent aux coûts de base de la construction d'une station de SHP et que l'on attribue i) au raccordement au réseau de transport du poste et de la ligne de transport du projet, ii) aux travaux de construction de nouvelles routes d'accès et coûts supplémentaires dus aux conditions géotechniques difficiles du terrain, et iii) aux conditions hydrauliques qui peuvent augmenter les coûts des systèmes de pompes-turbines.



La section 6 présente les perspectives de divers acteurs sur le marché, notamment les grands services publics du pays, les producteurs d'énergie et les fabricants d'équipement d'origine (FEO) qui ont été sondés afin de prendre le pouls de l'industrie sur le SHP. Les répondants (environ 60 % des organisations contactées) ont été répartis en deux catégories : « intérêt actif pour le déploiement au Canada » (Énergie Yukon, Ontario Power Generation (OPG) et Newfoundland and Labrador Hydro) et « aucun intérêt actif ».

Pour conclure, la section 7 présente les principaux constats de l'étude, dont les suivants :

- Le SHP est une technologie éprouvée fondée sur l'hydroélectricité classique. Les sites pouvant accueillir une hauteur de chute élevée sont généralement plus attrayants en raison de leur densité énergétique et l'accessibilité à l'eau est une condition essentielle. Les aspects technologique et environnemental du SHP sont bien développés.
- La station peut être équipée de pompes-turbines réversibles ou de groupes ternaires ou quaternaires. Chacun de ces systèmes a ses avantages, mais les pompes-turbines seraient l'option la plus économique. Le choix de l'équipement se fait en fonction de l'optimisation des besoins du réseau et des débouchés commerciaux.
- Les sites peuvent utiliser des réservoirs existants ou des plans d'eau naturels comme bassins de stockage. Les systèmes en circuit fermé, qui ne sont pas reliés à un cours d'eau, offrent des avantages sur le plan de l'incidence environnementale et de l'autonomie. Les terrains propices à ce type de système ont donc été privilégiés. Tous les sites en développement identifiés au Canada sont de ce type et ont été mis en évidence dans ce rapport pour leurs caractéristiques uniques.
- La capacité du SHP à répondre rapidement à des changements de charge ou à la variabilité de la production d'énergie renouvelable non mobilisable, comme le solaire ou l'éolien, fait ressortir l'utilité du SHP comme agent stabilisateur dans un réseau, d'autant plus que l'énergie renouvelable non mobilisable est de plus en plus présente sur le marché.
- Dans le contexte mondial, il est urgent que le Canada développe le SHP s'il souhaite rendre son bouquet énergétique entièrement renouvelable d'ici 2035, ou même 2050.

- En pratique, le potentiel théorique du SHP au pays n'a pas de limite, le territoire comptant plus de 100 000 sites répertoriés et plus de 200 000 GW de capacité potentielle.
- Ce potentiel est réparti de manière inégale; la Colombie-Britannique est loin devant, suivie du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador.
- La distribution géographique de ce potentiel théorique est en étroite relation avec les ressources éoliennes du pays, qui permettent l'exploitation d'une synergie pour produire de l'électricité entièrement renouvelable et mobilisable.
- Pour mesurer le potentiel réaliste, les sites ont été évalués au moyen de facteurs de faisabilité :
 - Proximité avec les structures de transport et coûts de raccordement.
 - Contraintes environnementales et sociales susceptibles de provoquer des conflits ou de concrétiser des possibilités concernant les intérêts et les terres protégées des Premières Nations.
 - Constructibilité de l'infrastructure d'accès au terrain et adéquation des conditions du sol pour la construction.
 - Pertinence et effet de coût des différents types de technologies.
- Pour déterminer le potentiel réaliste, un protocole a été utilisé. La cote « potentiel réaliste moyen » a été attribuée à 10 % des sites de potentiel théorique et la cote « potentiel réaliste élevé » à 1 % d'entre eux.
- L'ensemble des sites de potentiel réaliste élevé au Canada représente une capacité installée de plus de 8 000 GW², répartie dans près de 1 200 emplacements.
- Pour environ 85 % de ces sites, on pourrait envisager le début des travaux dans un avenir rapproché (avant 2035), selon les délais de délivrance de permis établis pour le SHP et les structures de transport, à condition que les démarches commencent aujourd'hui.
- Comme pour les sites de potentiel théorique, les sites de potentiel réaliste sont répartis de manière inégale sur le territoire : la Colombie-Britannique est au premier rang, suivie du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Les stations de SHP en cours d'aménagement se concentrent dans deux provinces en particulier : l'Ontario et l'Alberta.
- Les commentaires d'une trentaine de promoteurs de SHP au pays ont été sollicités et la majorité a répondu à l'appel.
- À l'exception d'Ontario Power Generation, les services publics provinciaux n'ont manifesté aucun intérêt pour des projets de SHP. Ce sont les producteurs d'énergie indépendants, le secteur pétrolier et gazier, et les Premières Nations qui travaillent le plus activement à développer le secteur.
- Il semble y avoir une lassitude généralisée quant à l'annonce de projets de SHP qui semble toujours être pour plus tard et ne mène jamais à un véritable investissement en construction.

Cette étude a permis de formuler des recommandations pour les étapes à suivre :

- Bonifier la base de données sur les sites de potentiel théorique, en y intégrant par exemple les Grands Lacs comme bassins inférieurs ou l'escarpement du Niagara et sa proximité du lac

² Ce potentiel équivaut à près du double de la puissance actuelle de l'hydroélectricité classique du Canada.

Ontario. L'ANU travaille déjà sur cet aspect. Une autre possibilité d'augmenter la capacité serait de tenir compte des mines abandonnées, qui pourraient servir de bassins inférieurs. L'inventaire pourrait aussi prendre en considération les territoires canadiens, mais rien n'a été fait en ce sens pour l'instant.

- Étudier le contexte canadien pour définir les ajouts nécessaires en matière de transport, d'hydroélectricité, d'éolien, de solaire et de SHP qui permettraient d'obtenir un bouquet énergétique renouvelable réaliste et conforme à l'échéancier des objectifs de carboneutralité. Lorsqu'on compare le Canada à d'autres pays, en particulier l'Australie, on constate que le déploiement du solaire et de l'éolien doivent s'accélérer de façon importante, ce qui aurait des effets considérables sur la nécessité du SHP. Soulignons toutefois que le passé prédit mal l'avenir dans ce cas.
- Raffiner les facteurs de faisabilité de l'évaluation en les comparant à des cas concrets de projets aboutis aux États-Unis ou ailleurs.
- Repérer des sites en circuit ouvert potentiels pour les projets de SHP

1. INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE

Dans le cadre de son mandat d'association industrielle nationale représentant les producteurs d'hydroélectricité du Canada, Hydroélectricité Canada a commandé un projet de recherche technique et économique pour évaluer le potentiel de développement des projets de stockage hydroélectrique par pompage (SHP) qui contribueraient à répondre aux objectifs de carboneutralité du gouvernement fédéral³.

Accélération de la fermeture des centrales à combustibles fossiles, croissance de la demande causée par l'électrification à grande échelle des transports et de l'industrie minière, apparition du minage de cryptomonnaie et de centres serveurs au Canada : voilà de bonnes raisons de se doter d'un réseau électrique sûr, fiable et robuste. Depuis plus d'un siècle, l'hydroélectricité est le principal fournisseur d'électricité et stabilisateur du réseau. Avec l'essor de la production d'énergie renouvelable non mobilisable – le solaire et l'éolien –, elle aura besoin du SHP pour maintenir cette stabilité.

Accumulant de l'énergie sous forme d'eau, le SHP est une technique éprouvée, durable et particulièrement polyvalente, ayant une capacité de stockage d'énergie incomparable de l'ordre du gigawattheure (GWh) sur des périodes variées, allant de quelques secondes à plusieurs jours et même au-delà. Selon les besoins, il peut remplir diverses fonctions :

- répondre aux demandes planifiées de capacité et d'énergie à court terme
- combler les écarts entre la charge et la demande
- réaliser des économies sur le coût de l'énergie (arbitrage) en fonction des fluctuations quotidiennes de production d'énergie renouvelable variable (solaire et éolien) et la demande des consommateurs
- stabiliser la fréquence et la tension du réseau
- contribuer à stabiliser le système de transport grâce à l'inertie de rotation

On travaille actuellement à l'élaboration de plusieurs projets de SHP au Canada, qui fourniront une technologie permettant d'accroître la production d'énergie renouvelable non mobilisable dans tout le pays. Beaucoup plus de projets sont possibles sur le territoire canadien, riche d'une géographie et d'un climat propices aux dénivelés et aux ressources hydriques abondantes. Ces caractéristiques représentent un potentiel d'aménagement de stations de SHP dépassant largement les besoins prévus du pays. Ce projet de recherche vise à quantifier le « potentiel réaliste » du SHP, que l'on obtient en mesurant le « potentiel théorique » et en le soumettant aux facteurs de faisabilité.

Le projet vise également à prendre le pouls des principaux intervenants de l'industrie : les services publics, les producteurs indépendants, les fournisseurs d'équipement, les entrepreneurs en construction et les opérateurs de réseau énergétique. Bon nombre d'entre eux ont répondu à l'appel et leur contribution se reflète dans ce rapport.

³ La réglementation pertinente comprend le [Règlement sur l'électricité propre](#), anciennement connu sous le nom de la norme sur l'électricité propre, et la [Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#).

1.2 GROUPE DE RECHERCHE

En mars 2022, un groupe de recherche s'est formé et a été mandaté par Hydroélectricité Canada pour évaluer le potentiel du SHP au Canada. Les membres du groupe :

- Stantec, à titre de chercheur principal et de responsable de l'étude. Stantec emploie l'un des plus grands groupes d'ingénieurs consacrés à l'hydroélectricité et au stockage d'énergie par pompage au monde, et possède un bagage de plus de 100 ans dans la conception de centrales hydroélectriques.
- L'université nationale australienne (ANU), un établissement d'enseignement qui a su faire preuve de leadership, gagner en crédibilité et attirer un financement considérable pour l'avancement du stockage hydroélectrique par pompage, aussi bien dans son pays qu'à l'étranger.
- Centre for Energy Advancement through Technological Innovation (CEATI), une organisation industrielle dont les connaissances reflètent la majorité des propriétaires, des prestataires de services et des fabricants d'équipement dans le monde de l'hydroélectricité au Canada et ailleurs dans le monde.
- Power Advisory (PA), une société qui a une profonde compréhension des marchés canadiens de l'électricité et du fonctionnement des réseaux.

Le profil détaillé de chaque organisation figure à l'annexe A.

1.3 Description du projet

Hydroélectricité Canada a commandé la présente étude dans la foulée des objectifs nationaux de carboneutralité de l'électricité d'ici 2035 et de l'économie d'ici 2050. Le projet permettra de poser des fondements au moyen de travaux de recherche, d'une collecte de données et d'une interprétation éclairée qui dégagera la valeur, les avantages stratégiques et les fonctions du stockage hydroélectrique par pompage (SHP) dans un futur bouquet énergétique décarbonisé au Canada.

Le grand objectif du projet est d'aider Hydroélectricité Canada et l'industrie à mieux comprendre la valeur stratégique du SHP et de répertorier les terrains viables pour la construction de centrales.

Le principal résultat de l'étude étant l'analyse du potentiel réaliste de déploiement du SHP, l'essentiel est de repérer un ensemble de sites candidats actuels. L'équipe de l'ANU a mis au point un outil fondé sur le SIG visant à rechercher des paires de bassins de stockage potentielles qui répondent à certains critères physiques et environnementaux, expliqués à l'annexe B. Cet outil permet une analyse structurée, cohérente et complète du territoire facilitant le repérage de terrains candidats adéquats sur le plan topographique. La liste complète des sites répertoriés constitue le potentiel théorique.

Les facteurs de faisabilité, permettant d'évaluer les coûts et les probabilités de réussite d'un projet, servent à sélectionner, parmi les terrains candidats théoriques, ceux qui ont des chances raisonnables de passer à l'étape de la concrétisation. Ils contribuent à éliminer les sites qui ne sont pas susceptibles de voir le jour. Le reste représente le potentiel réaliste.

Les sites de potentiel réaliste au Canada sont classés en deux périodes et par régions géographiques. Le premier sous-ensemble à l'étude regroupe les sites de potentiel réaliste pour la réalisation de projets de SHP d'ici 2035, soit les perspectives à court terme. Le deuxième sous-ensemble compte les sites de potentiel réaliste pour la réalisation d'ici 2050, soit les perspectives à long terme.

En outre, les principaux services publics canadiens, les producteurs d'énergie et les fabricants d'équipement d'origine (FEO) ont été invités à répondre à un bref questionnaire visant à prendre le pouls de l'industrie en ce qui concerne le SHP.

2 INTRODUCTION AU STOCKAGE HYDROÉLECTRIQUE PAR POMPAGE

2.1 FONCTIONNEMENT

Capable de stocker de l'énergie et de la libérer au besoin, le SHP est en quelque sorte une « grosse batterie à eau ». Il repose sur les principes physiques de l'énergie hydraulique potentielle et la conversion de l'énergie cinétique de l'eau entre deux réservoirs en énergie mécanique et électrique, et vice versa.

Comme le montre la [figure 1](#), les centrales de SHP nécessitent deux bassins de hauteurs différentes de sorte que l'eau du réservoir inférieur puisse être pompée et stockée dans le réservoir supérieur avant d'être déversée dans le réservoir inférieur pour produire de l'énergie. Plus le dénivelé entre les deux réservoirs est grand, plus la hauteur de chute sera importante. Il est donc possible de stocker davantage d'énergie avec la même quantité d'eau et de plus petits réservoirs, conduits d'acheminement de l'eau et équipement physique, ce qui permet généralement de réduire les dépenses d'investissement.

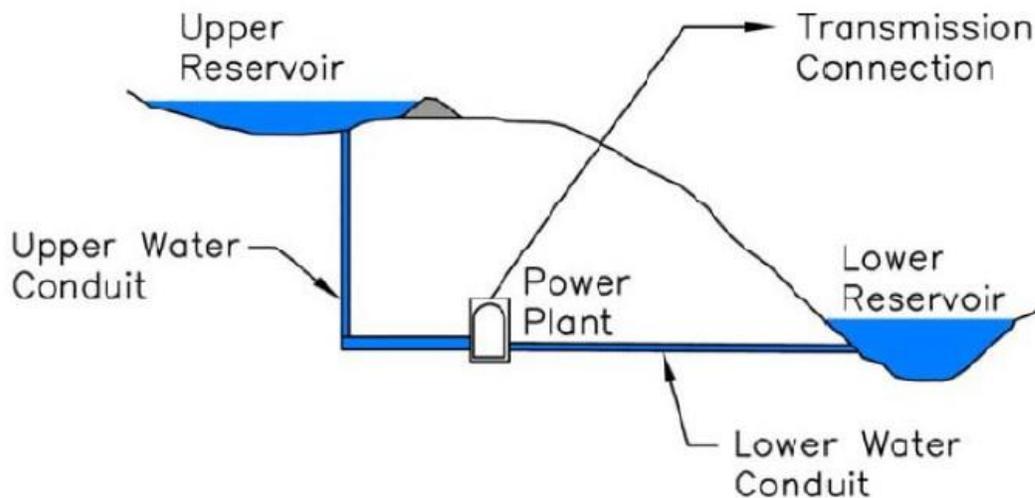


Figure 1 Configuration typique d'une station de stockage par pompage

Les deux principaux types de SHP en usage sont les systèmes à circuit fermé et les systèmes à circuit ouvert :

- Système à circuit ouvert : station dont le bassin inférieur ou supérieur est relié en permanence à un cours d'eau naturel comme une rivière
- Système à circuit fermé : station produisant de l'énergie avec de l'eau pompée entre des bassins qui ne sont pas reliés à un cours d'eau ou dont l'afflux naturel d'eau est négligeable

Les centrales de SHP à circuit fermé disposent de deux réservoirs non reliés à un plan d'eau naturel et recourent à la déviation d'un cours d'eau seulement pour le remplissage initial ou dans le but de compenser la perte d'eau causée par une fuite ou l'évaporation. Étant isolées des plans d'eau naturels, elles sont moins nuisibles que les centrales à circuit ouvert sur le plan de l'incidence environnementale. De plus, elles sont soumises à moins de restrictions d'exploitation, ce qui facilite le démarrage, l'arrêt, l'inversement des modes de pompage et de production d'énergie et le basculement entre ces modes. Au besoin, le débit et le niveau d'eau des réservoirs peuvent être plus facilement réglables par le système

d'alimentation. Le système à circuit fermé est le plus répandu parmi les projets en cours de développement au Canada, et le seul pris en compte dans la présente étude. Au sens strict, ce critère a pour effet de sous-évaluer le nombre de sites potentiels et permet donc de répondre de manière prudente à la question centrale de cette recherche : « Le potentiel de SHP est-il suffisant pour répondre aux besoins des réseaux électriques? »

Lorsque la demande en électricité est faible, souvent durant la nuit, l'électricité peu dispendieuse produite alors par les centrales de base ou les énergies renouvelables intermittentes est utilisée pour pomper l'eau du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur. C'est ainsi que la « batterie » se recharge. Ensuite, la station peut remplir la fonction de centrale hydroélectrique en générant de l'électricité pour répondre à la demande en période de pointe au prix fort. En bref, la station consomme de l'électricité lorsque le prix est faible et en produit en libérant l'eau lorsque la demande est forte et que le prix de l'électricité augmente. Elle sert le marché de l'énergie en reportant l'électricité disponible des heures de surplus aux périodes de demande accrue. Cet arbitrage de l'énergie est la source de revenus et l'argument économique classiques pour justifier la construction de stations de SHP.

Il faut souligner que le processus de pompage et de production d'énergie n'est pas efficace à 100 % et que la quantité d'énergie produite pour un volume d'eau donné est inférieure à la quantité consommée pour pomper le même volume d'eau. On calcule l'efficacité aller-retour, représentant en seul nombre l'ensemble des pertes durant le pompage et la production, en tenant compte des inefficacités de la transformation de l'énergie, des lacunes du moteur et de l'alternateur de la pompe électrique issues des pertes dans le cuivre et des pertes magnétiques, des pertes mécaniques liées aux paliers, aux joints et au système de refroidissement, et des inefficacités de la pompe, de la turbine et des conduits de transport de l'eau. De plus, dans une station à circuit fermé, l'eau s'échappe par infiltration et évaporation. Le [tableau 1](#) montre un calcul simplifié de l'efficacité aller-retour d'un projet de SHP où l'efficacité totale est le résultat de toutes les pertes d'efficacité, qui varient considérablement selon la configuration et l'exploitation.

Tableau 1 Efficacité aller-retour d'une station de SHP typique

Production	
Transport de l'eau	97,50 %
Turbine	95,00 %
Générateur électrique	98,00 %
Production – sous-total	90,80 %
Pompage	
Transport de l'eau	96,50 %
Pompe	94,00 %
Moteur électrique	98,00 %
Pompage – sous-total	88,90 %
Exploitation	
Pertes par évaporation ou fuite	99,80 %
Efficacité totale	80,50 %

L'équipement de pompage et de turbinage utilisé pour le SHP a généralement l'une des configurations suivantes (illustrées à la [figure 2](#)) :

- Groupe quaternaire (quatre composantes) : une pompe et un moteur, en plus d’une turbine et d’un générateur sur des lignes d’arbres combinées ou séparées
- Groupe ternaire (trois composantes) : une pompe, un moteur-générateur et une turbine sur un seul arbre
- Pompe-turbine réversible avec moteur-générateur (groupe à deux composantes, comme celui de la centrale de pompage Sir Adam Beck d’Ontario Power Generation dont le système peut être utilisé soit comme un générateur avec la méthode classique – ouverture partielle des aubes de turbine permettant un fonctionnement synchrone à vide avant la fermeture du disjoncteur du générateur – soit comme une pompe, au moyen du démarrage de l’induction sur toute la ligne, suivi de l’inversion de deux des conducteurs d’alimentation permettant la rotation en sens inverse).

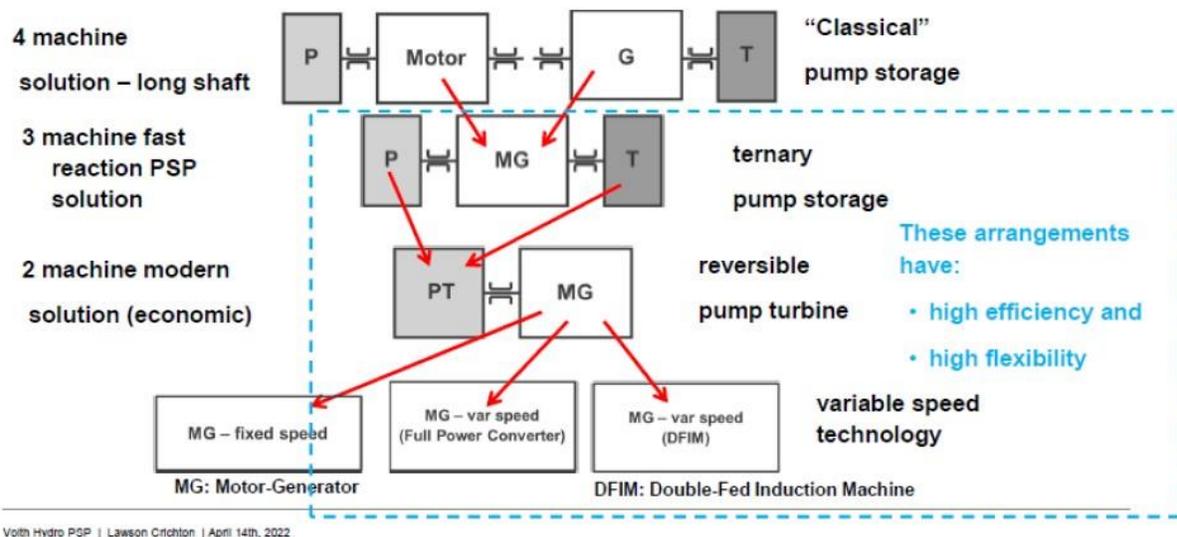


Figure 2 Représentation conceptuelle des configurations de SHP (source : Voith)

La configuration idéale dépend de l’analyse des caractéristiques hydrauliques du site et des exigences opérationnelles en fonction du rendement, des coûts et des technologies disponibles.

Fonction importante du rendement d’une station de SHP, le temps de démarrage et de changement de mode varie habituellement entre quelques secondes et quelques minutes. La vitesse de réaction d’une station de SHP se compare à celle d’une centrale à gaz à cycle combiné, mais se distingue de celle de certaines centrales thermiques à énergie nucléaire ou aux combustibles fossiles qui servent souvent à alimenter la charge de base et nécessitent un temps de démarrage considérablement plus long, de l’ordre de quelques heures. Le [tableau 2](#) présente les capacités opérationnelles typiques des différentes configurations d’équipement.

Tableau 2 Capacités opérationnelles typiques des stations de SHP à vitesse fixe, à cascade hyposynchrone⁴ à vitesse réglable et de groupe ternaire

Capability	Fixed-Speed PSH	DFIM Adjustable-Speed PSH	Ternary PSH with Hydraulic Bypass and Pelton Turbine
Generation Mode:			
Power output (% of rated capacity)	30%-100%	20%-100%	0%-100%
Standstill to generating mode (seconds)	75-90	75-85	65
Generating to pumping mode (seconds)	240-420	240-415	25
Frequency regulation	Yes	Yes	Yes
Spinning reserve	Yes	Yes	Yes
Ramping/load following	Yes	Yes	Yes
Reactive power/voltage support	Yes	Yes	Yes
Generator dropping	Yes	Yes	Yes
Pumping Mode:			
Power consumption (% of rated capacity)	100%	60%-100% (75%-125%)*	0%-100%
Standstill to pumping mode (seconds)	160-340	160-230	80
Pumping to generating mode (seconds)	90-190	90-190	25
Frequency regulation	No	Yes	Yes
Spinning reserve	No	Yes	Yes
Ramping/load following	No	Yes	Yes
Reactive power/voltage support	Yes	Yes	Yes
Load shedding	Yes	Yes	Yes

* If a PSH unit is converted from fixed- to adjustable-speed and the same pump-turbine runner is used, the power consumption may range from 75% to 125% of the former fixed-speed power consumption (100%).

La capacité du SHP à basculer entre la consommation et la production d'électricité, et parfois même à faire les deux à la fois, est utile pour servir un marché de capacité. Ce marché offre des revenus et un fondement économique au recours au SHP fondée sur sa capacité à stabiliser très rapidement la tension et la fréquence du réseau d'électricité par le réglage du niveau et du mode de production ou de consommation de la station. La tension et la fréquence du réseau électrique s'éloignent des valeurs nominales lorsque l'équilibre instantané entre l'offre et la demande est rompu. Les services complémentaires associés à la capacité instantanément disponible peuvent générer d'autres sources potentielles de revenus sur les marchés dans lesquels ils se trouvent. Cette fonction du SHP peut être considérée comme un service offert au système de transport et de distribution de l'énergie où ces types de services peuvent être encadrés par un contrat.

⁴ Double-Fed Induction Machine (DFIM) en anglais

La [figure 3](#) illustre la relation étroite entre la configuration physique d'une station de SHP et la géographie et le climat du milieu. Un relief escarpé avec des couches géologiques imperméables et un climat humide est propice à l'aménagement d'une centrale.

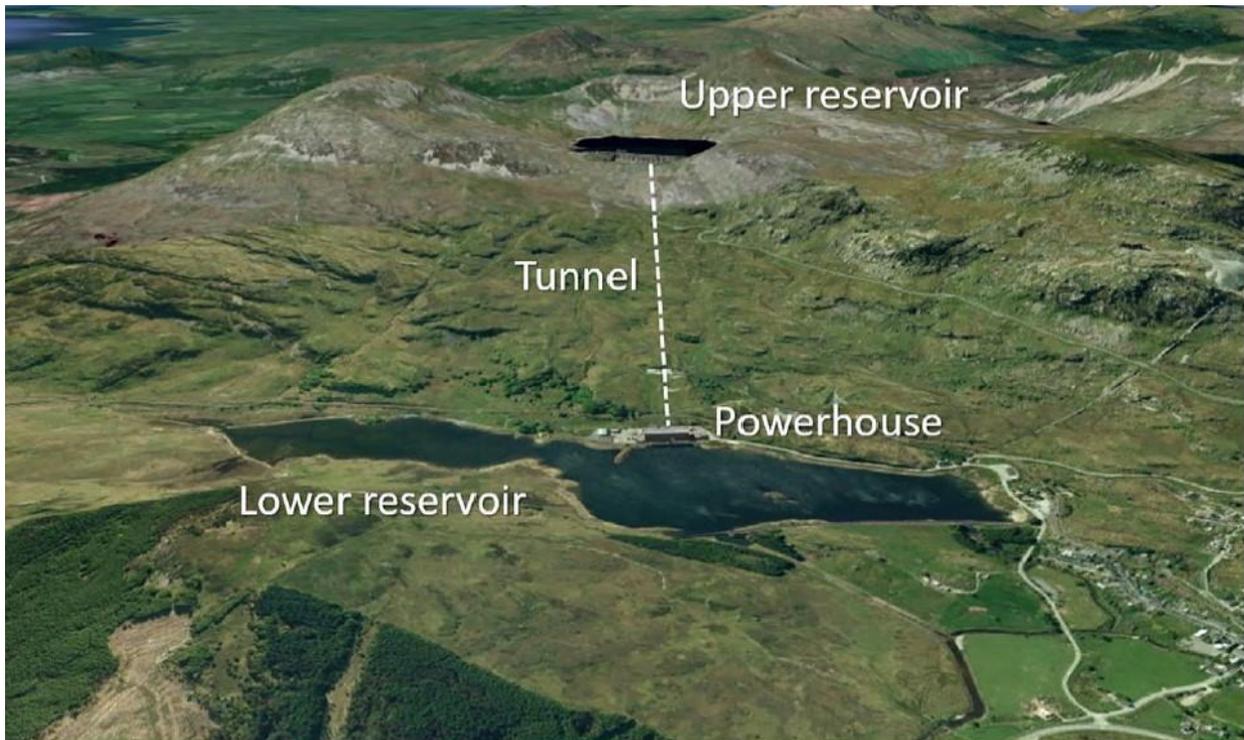


Figure 3 Disposition physique d'une station de SHP à circuit fermé non relié à un cours d'eau : centrale de Ffestiniog au pays de Galles

2.2 ADAPTATION D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE POUR LE STOCKAGE PAR POMPAGE

Outre la construction de nouvelles installations spécialement conçues pour le SHP, pour agrandir le parc de SHP au Canada, on peut également penser à la rénovation et à la modernisation de centrales hydroélectriques classiques.

Quelques avantages de la conversion par rapport à la construction de toute pièce :

- Barrage, système de production d'électricité et infrastructure de transport existants;
 - incidence environnementale plus faible, y compris les émissions de gaz à effet de serre
 - économies sur les coûts de construction
- Économies sur l'infrastructure de soutien comme l'équipement d'entretien et le personnel
- Délai potentiellement plus rapide pour l'obtention des permis et des autorisations environnementales

La démarche de conversion la plus évidente serait la suivante :

- Ajout d'une pompe-turbine à une centrale existante

- Installation d'une station de pompage séparée pour le transport de l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur
- Remplacement des groupes turbine-alternateur par des pompes-turbines réversibles

Toutefois, une centrale hydroélectrique reconvertie est à circuit ouvert, ce qui peut représenter un obstacle sur le plan des répercussions environnementales sur les cours d'eau naturels.

2.3 RAISONS DE DÉVELOPPER LE STOCKAGE HYDROÉLECTRIQUE PAR POMPAGE AUJOURD'HUI



Figure 4 Centrale de pompage Sir Adam Beck à Niagara Falls, en Ontario

Dans les dernières décennies, la contribution du solaire et de l'éolien au bouquet énergétique renouvelable s'est grandement élargie, parallèlement à l'hydroélectricité, qui est le moteur fiable de nos réseaux électriques depuis plus de cent ans. Cependant, la difficulté de l'intégration de ces énergies renouvelables tient à la variabilité du vent et de la lumière du soleil et à l'impossibilité de les mobiliser de manière fiable pour répondre à la demande en énergie. Le défi est donc de trouver une façon de mieux adapter l'électricité provenant de l'énergie solaire et éolienne aux exigences du marché en ce qui concerne la stabilité et les protocoles de mobilisation sur demande. Le pourcentage de la production issue du solaire et de l'éolien augmente; toutefois, l'imprévisibilité des conditions météorologiques a non seulement des répercussions sur la capacité de production d'énergie renouvelable non mobilisable, mais favorise aussi les fluctuations de la demande en énergie. Par conséquent, les problèmes de stabilité et de fiabilité du réseau s'accroissent et créent un besoin croissant pour le stockage rapide d'énergie comme mécanisme compensatoire. Les variations à long terme – sur une base quotidienne ou hebdomadaire, voire saisonnière – de la demande en énergie et de la capacité de production s'ajoutent aux variations à court terme et suscitent des préoccupations quant à la suffisance des ressources.

Le SHP offre la possibilité de stocker l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelable non mobilisable lorsqu'elles sont abondantes, voire superflues, et de libérer cette énergie dans le réseau électrique au moment souhaité, la plupart du temps durant les périodes de pointe. L'arbitrage de l'énergie est une intervention visant à équilibrer l'électricité entre les périodes de production excédentaire et de demande excessive. Le SHP peut également servir de réserve rapidement mobilisable et venir compléter le réseau électrique en régulant la tension et la fréquence. Ces paramètres doivent être maintenus dans une fourchette étroite pour répondre aux exigences techniques des consommateurs d'électricité afin que les processus et les appareils électriques fonctionnent correctement. Une combinaison des gains financiers générés par l'arbitrage, les marchés de l'énergie et de la capacité, et les services complémentaires représentent des sources de revenus qui sont les facteurs économiques de la construction de stations de SHP. Ces avantages s'ajoutent à l'objectif de contribuer à l'élimination des technologies émettrices de GES.

Parmi les autres technologies de stockage d'énergie utilisées dans le monde, on peut citer le stockage électrochimique, le stockage par volant d'inertie, les supercondensateurs, le stockage par air comprimé (CAES), le stockage d'énergie thermique et le stockage de l'hydrogène. D'autres encore sont à divers stades de maturité et pourraient bientôt être prêtes pour la commercialisation. Certaines trouveront peut-être leur créneau dans le réseau électrique, tandis que d'autres font encore face à des défis techniques et environnementaux considérables.

Les réservoirs hydroélectriques classiques représentent aussi une technologie de stockage majeure. Par exemple, on estime que les réservoirs actuels d'Hydro-Québec ont une capacité utile de stockage d'environ 170 TWh, dont une partie peut être utilisée de manière similaire au SHP.

Selon l'International Hydropower Association⁵ (IHA), le SHP représente près de 95 % de la capacité installée de stockage d'énergie dans le monde (si on exclut la capacité de stockage des réservoirs hydroélectriques classiques). Ces centrales qui facilitent d'autres formes de production d'énergie sont parmi les plus rapides du réseau électrique. Elles peuvent pomper de l'eau ou produire de l'électricité au taux indiqué sur la plaque indicatrice ou à une charge moins élevée, ce qui leur donne la flexibilité d'exploitation nécessaire pour réguler la tension et la fréquence du réseau. On peut réduire la congestion dans le transport et la surcharge en positionnant une station de SHP près d'un parc éolien ou solaire. Le stockage de l'énergie solaire et éolienne sous forme de SHP durant les périodes critiques de congestion permet de redistribuer la charge lorsque la congestion se dissipe ou qu'on a besoin d'énergie ailleurs dans le réseau. L'analyse de l'emplacement et de l'échelle de capacité et de stockage d'un projet de SHP peut aider à déterminer le pourcentage d'énergie éolienne pouvant nécessiter le soutien de cette technologie.

Notons aussi que depuis la construction du complexe Sir Adam Beck 2 sur la rivière Niagara dans les années 1950, aucune nouvelle station de SHP n'a vu le jour au Canada pendant plus de 70 ans. La centrale de pompage Sir Adam Beck a été construite pour tirer avantage de la répartition de l'eau prévue dans le traité concernant la rivière Niagara et de l'eau nouvellement disponible. Une part supplémentaire du cours d'eau devient mobilisable en décalage temporel pour être pompée dans le réservoir et servir ensuite le marché de l'électricité durant les jours suivants lorsque la demande et les cours du marché sont plus élevés. L'abondance de centrales hydroélectriques classiques peut expliquer l'absence de nouvelles stations de SHP, puisque ces centrales peuvent en quelque sorte remplir des fonctions de stockage par pompage dans les limites de la variation de débit permise pour le réseau hydrographique.

⁵ Source : [Hydropower Status Report 2022](#), International Hydropower Association.

Ces limites sont en grande partie dictées par les considérations environnementales, de même que les besoins des utilisateurs récréatifs et commerciaux des cours d'eau. De plus, les objectifs de carboneutralité n'ont gagné que récemment l'appui des sphères politiques et sociétales. Compte tenu des plans de gestion de l'eau toujours plus rigoureux, des cibles de décarbonation du bouquet énergétique visant à éliminer les centrales à combustibles fossiles à action rapide et de l'essor précédemment mentionné des énergies renouvelables non mobilisables à une échelle atteignant une réelle incidence sur les réseaux électriques, on envisage de plus en plus sérieusement le déploiement du SHP.

2.4 Historique du stockage d'énergie par pompage

C'est en Suisse que voient le jour les premières centrales hydroélectriques capables de stockage par pompage. La première station de SHP connue est construite à Zurich et demeure en activité comme station de stockage hydromécanique jusqu'en 1891. La première utilisation répertoriée de stockage par pompage à des fins de production d'électricité est attribuée à la centrale suisse de Ruppoldingen sur la rivière Aar en 1904. En 1929, la centrale de SHP de la rivière Rocky, première du genre en Amérique du Nord, est érigée aux abords de la rivière Housatonic dans le Connecticut.

Dans les premières centrales, on installe des pompes et des turbines séparées, et non des pompes-turbines réversibles comme c'est la norme aujourd'hui. Leurs cycles sont en général très efficaces parce qu'on peut concevoir des pompes et des turbines pour une efficacité optimale à la vitesse unique synchrone du générateur et du moteur. Toutefois, l'équipement électromécanique représente à l'époque un pourcentage élevé du coût total d'une centrale, étant donné que les groupes pompe-moteur et turbine-alternateur sont séparés.

L'ère moderne du SHP commence dans les années 1960 aux États-Unis : les centrales Taum Sauk, Yards Creek, Muddy Run et Cabin Creek ont principalement été conçues pour utiliser les surplus d'énergie aux heures creuses à un prix relativement modique pour le pompage et à produire de l'énergie aux heures de pointe. Une fois mises en œuvre, certaines de ces centrales servent à réguler la fréquence, à effectuer le suivi de charge et à fournir une réserve tournante.

Tableau 3 Chronologie sommaire des technologies de SHP

Année	Avancée
1849	James B. Francis invente la turbine à réaction à écoulement centripète, qu'on appelle aujourd'hui la turbine Francis.
1873	Première application d'aubes directrices mobiles.
Années 1880	La Suisse conçoit des systèmes de pompes et de stockage par pompage.
Années 1910	Construction de stations de stockage par pompage en Allemagne. Fabrication de turbines Francis à axe vertical.
1929	Premier projet de stockage par pompage aux États-Unis : centrale de la rivière Rocky aux abords de la rivière Housatonic. Perfectionnement de l'aube directrice conjointement avec la pompe-turbine Francis.

1956	La centrale Hiwassee Unit 2 de TVA utilise une pompe-turbine véritablement réversible et prouve qu'une roue peut servir à la fois de pompe et de turbine.
1957	La centrale de pompage Sir Adam Beck, d'une capacité de 175 MW, est la seule en son genre au Canada.
Années 1960	Mise au point d'un système de démarrage à fréquence réglable – une solution au problème de démarrage du rotor de pompe.
1980's	Le Bureau of Reclamation des États-Unis met à l'essai des machines à vitesse réglable.
1990's	Des fabricants japonais mettent au point des turbines à vitesse réglable.
1985	Plus grande station de SHP au monde, la centrale du comté de Bath, en Virginie, comprend six groupes et a une capacité de 2 100 MW.
1996	La première machine à vitesse réglable de 395 MVA entre en activité à la station de SHP d'Okawachi, au Japon.
1998	La centrale de Chaira, en Bulgarie, dispose de deux groupes de 864 MW et de pompes-turbines mono-étage dont la hauteur de chute est la plus élevée au monde (2 400 pieds)
Années 1990	Développement des marchés de l'électricité. On accorde une compensation complète pour les services complémentaires du SHP.
1999	À Yanbaru, dans la région japonaise d'Okinawa, on met au point la première station de SHP à l'eau de mer, qui comprend un groupe de 30 MW.
2000	La centrale de Goldisthal, en Allemagne, compte quatre groupes (deux à vitesse unique, deux à vitesse réglable) de 345 MVA chacune.
2003	Dans la province de Guangdong, en Chine, on termine la construction d'un projet de SHP de 2 400 MW et de huit turbines de 300 MW.
2012	La station de SHP de 40 MW du lac Hodges est la plus récente en Amérique du Nord.
2022	La station de SHP de 900 MW de Nant de Drance, en Suisse, est actuellement en construction et comprendra six pompes-turbines Francis.
2023	À la fin des travaux en 2023, la station de SHP de 3 600 MW de Fengning dans la province chinoise de Hebei sera le plus gros projet de SHP au monde.

2.5 Situation actuelle du stockage par pompage au Canada

Selon le [site Web d'OPG](#), bien que la vaste majorité du potentiel de SHP au Canada demeure inexploitée, la centrale de pompage Sir Adam Beck est un exemple de longue date qui fait foi de la viabilité et de la valeur de cette technologie. Elle est encore aujourd'hui la seule station de SHP en activité du pays, mais le fort intérêt des promoteurs et des exploitants de réseau laisse croire que le vent va bientôt tourner.



Figure 5 Le complexe Sir Adam Beck de Niagara Falls et sa centrale de pompage

La centrale de pompage Sir Adam Beck a été construite à Niagara Falls parallèlement à la construction de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck II et a été mise en service en 1957. Elle comporte un réservoir de 750 acres, à une plus haute altitude que la partie supérieure de la rivière Niagara et dans lequel l'eau est pompée durant la nuit lorsque la demande en électricité est faible. Le réservoir prend environ huit heures à se remplir et l'eau est libérée durant les périodes de pointe. La centrale de pompage dispose de six groupes de production et la capacité de fournir 600 MW pendant huit heures, énergie qui autrement serait produite au moyen de combustibles fossiles aux heures de pointe.

En 2017, OPG a effectué une réfection du réservoir au coût de 60 millions de dollars pour augmenter sa capacité de stockage et prolonger sa durée de vie utile de 50 ans. La centrale permet une gestion plus efficace de l'eau disponible selon le traité de 1950 sur la rivière Niagara, qui assure également un débit suffisant pour préserver d'autres ressources comme la beauté spectaculaire des chutes.

2.6 Le stockage par pompage dans le monde

Le SHP est le système de stockage d'énergie le plus utilisé dans les réseaux de production-transport haute tension dans le monde. Il représente aujourd'hui près de 95 % de la capacité de stockage désignée (153 GW, soit l'équivalent d'environ 2 % de la puissance mondiale totale), tandis que les systèmes de stockage électrochimique au moyen de batteries totalisent à peu près 4 GW¹². Le SHP est une technologie mature qui a fait ses preuves et qui compte de nombreux projets d'envergures variées, allant de moins de 10 MW à plus de 3 000 MW.

Une part considérable et croissante de la capacité de production d'hydroélectricité dans le monde est consacrée à des projets de SHP conçus non seulement pour faciliter une croissance importante du solaire et de l'éolien, mais aussi pour servir d'appoint durant les heures de pointe et les perturbations sur le réseau et améliorer la fiabilité de plusieurs éléments clés : réglage de la fréquence, soutien à la tension, suivi de charge et réserve tournante.

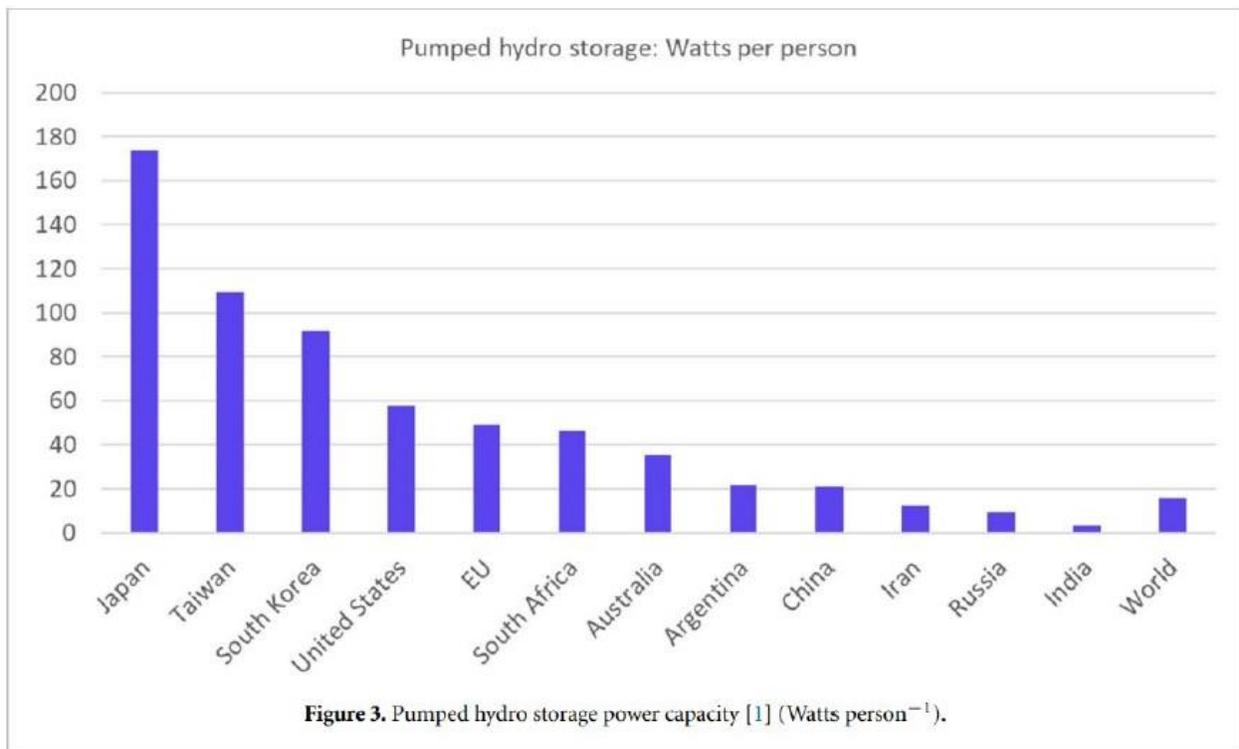


Figure 6 Aperçu des centrales de SHP dans les régions du monde (Blakers, Stocks 2021)

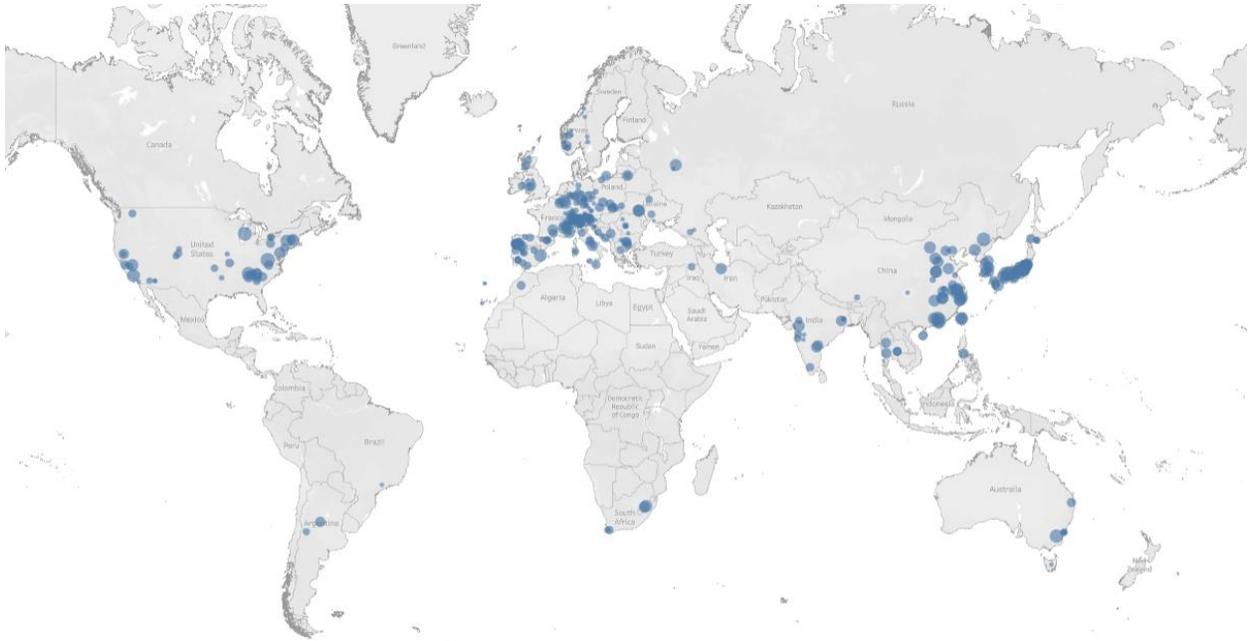


Figure 7 Centrales de SHP en activité dans le monde (IHA, 2022)

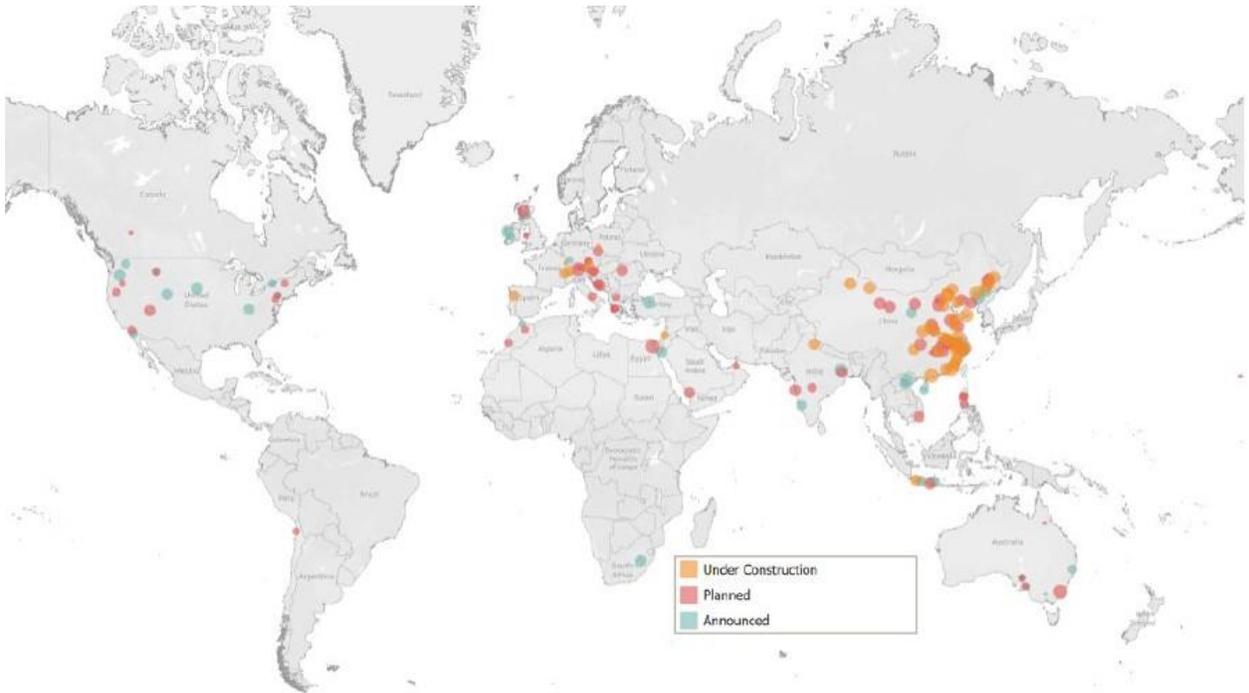


Figure 8 Centrales de SHP prévues, annoncées et en construction dans le monde (IHA, 2022)

D'après les statistiques de capacité renouvelable publiées annuellement par l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), « 2021 a été une année prospère pour la transition énergétique – le

parc mondial d'énergie renouvelable a gagné près de 257 gigawatts (GW), augmentant son stock de 9,1 % et contribuant à 81 % des ajouts d'énergie dans le monde⁶ ».

Tableau 4 Puissance installée d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale et au Canada

Puissance installée d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale en GW	2020	2021	Ajout en 2021
Éolien	732	825	93 (36,3 %)
Solaire	717	849	132 (51,7 %)
Hydroélectricité	1 335	1 360	25 (9,7 %)
Autres sources renouvelables	24	30	6 (2,3 %)
Total	2 807	3 064	257 (100 %)

Puissance installée d'énergie renouvelable au Canada en GW	2020	2021	Ajout en 2021
Éolien	14	14	677 MW (29,4 %) ⁷
Solaire	3	4	288 MW (12,5 %)
Hydroélectricité	81	83	1 336 MW (58,1 %)
Autres sources renouvelables	2	2	(1) MW (0 %)
Total	101	103	2 300 MW (100 %)

Partout dans le monde, les tendances montrent une progression des énergies solaires et éoliennes qui fera d'elles les principales sources de production, ce qui nécessitera le concours de systèmes de

⁶ Téléchargé le 23 janvier 2023 sur le site Web de l'IRENA : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf?rev=460f190dea15442eba8373d9625341ae

⁷ Tous les chiffres sont en GW sauf pour les nouvelles installations au Canada pour une raison de résolution. 1 GW est égal à 1 000 MW.

stockage pour stabiliser le réseau et devrait donc donner une impulsion au SHP. Le portrait est quelque peu différent au Canada, où règne l'hydroélectricité classique, dont les capacités de stockage viennent atténuer cette tendance mondiale. Le besoin d'installations de SHP y est moindre qu'ailleurs dans le monde, mais le solaire et l'éolien contribuent de plus en plus au bouquet énergétique.

Une étude publiée en 2021 par l'ANU répertorie 616 000 sites potentiels de SHP dans le monde en dehors des limites des zones urbaines et protégées. Selon l'analyse de l'ANU, ces terrains ont un immense potentiel combiné, qui dépasse de plusieurs ordres de grandeur le soutien nécessaire à l'intégration massive du solaire et de l'éolien au bouquet énergétique.

Comme l'illustre la [figure 9](#), les sites sont répartis dans le monde entier. Les points rouges représentent les sites aux plus bas coûts et les points jaunes, les sites nécessitant deux fois plus de capitaux.



Figure 9 Distribution des sites potentiels de SHP à circuit fermé capables de stocker 150 GWh en 18 h (Stocks, 2021)

Toujours selon cette étude, il faut que la production d'électricité mondiale triple pour pouvoir éliminer les combustibles fossiles du secteur de l'énergie. Cette hausse pourrait porter la consommation d'électricité à environ 20 MWh par personne, par an, ou 20 GWh par million de personnes, pour atteindre 100 % d'énergie renouvelable. Le taux de déploiement du solaire, de l'éolien, de l'hydroélectricité et d'autres sources renouvelables devra ainsi être 20 fois supérieur pour permettre l'abandon des combustibles fossiles d'ici 2050. Pour être en mesure de fournir une journée de stockage, il faudra une capacité et une puissance d'environ 20 TW pouvant fournir 500 TWh. Moins de 1 % de la capacité de stockage totale doit être capté pour atteindre une production mondiale 100 % renouvelable.

En tenant compte des données sur le Canada de la [figure 10](#) et des tendances d'électrification faisant progresser la décarbonation, la demande en électricité en 2050 pourrait atteindre 20 MWh par personne ou environ 1 000 TWh pour une population de 50 millions de personnes. Dans un scénario hypothétique où la production d'énergie mobilisable et favorable à la carboneutralité (surtout l'hydroélectricité classique) répondait à la moitié de la demande, le solaire et l'éolien devraient satisfaire à l'autre moitié.

Le [tableau 5](#) calcule les effets sur le déploiement du solaire et de l'éolien si on leur attribuait chacun la moitié de la demande supplémentaire nécessaire. Il faudrait plus de 70 GW d'énergie éolienne et 190 GW d'énergie solaire additionnels, soit environ quatre fois la capacité actuelle de l'éolien et plus de 50 fois celle du solaire. Ainsi, on devrait ajouter à peu près 2 GW d'éolien et 6,4 GW de solaire chaque année. Un tel scénario aurait des répercussions majeures sur les marchés de l'énergie et entraînerait un besoin accru de SHP.

Selon l'analyse de l'ANU sur les autres pays qui visent un réseau électrique entièrement renouvelable, il faudrait en général une capacité de stockage de 2 à 3 kW par personne. D'après cette estimation, le Canada aurait besoin d'une capacité de stockage de 100 GW d'ici 2050, qui pourrait être répartie entre l'hydroélectricité classique, le SHP, les batteries et la gestion de la demande (qui agit comme le stockage). Puisque le Canada a un bouquet énergétique différent et que la corrélation entre la disponibilité des ressources solaires et éoliennes et les pointes de charge y diffère également – le chauffage électrique en hiver, déjà prédominant dans les provinces riches en hydroélectricité, pourrait augmenter dans tout le pays avec les progrès de décarbonation – il faut s'attendre à des besoins en SHP différents. Toutefois, une analyse complète et détaillée du réseau électrique et des prévisions de charge ne changerait pas fondamentalement le constat principal : le déploiement du SHP devra suivre le rythme de l'installation prévue de centrales solaires et éoliennes.

Tableau 5 Scénario hypothétique selon lequel les énergies renouvelables répondraient à toute la demande en énergie d'ici 2050

Needed Electricity in 2050	1,000	TWh
Conventional Hydro Power		
Installed Capacity in 2021	83	GW
Contribution	50%	of Needed Energy
	500	TWh
Capacity Factor	60%	
Total Capacity Contribution	95	GW
Additional Capacity Contribution	12	
	15%	of Existing
Needed yearly installation	0.4	GW per year
Wind Power		
Installed Capacity in 2021	14	GW
Contribution	25%	of Needed Energy
	250	TWh
Capacity Factor	40%	
Total Capacity Contribution	71	GW
Additional Capacity Contribution	57	
	399%	of Existing
Needed yearly installation	2.0	GW per year
Solar Power		
Installed Capacity in 2021	4	GW
Contribution	25%	of Needed Energy
	250	TWh
Capacity Factor	15%	
Total Capacity Contribution	190	GW
Additional Capacity Contribution	187	
	5141%	of Existing
Needed yearly installation	6.4	GW per year

Electric power consumption (kWh per capita) - Canada

IEA Statistics © OECD/IEA 2014 (iea.org/stats/Index.asp), subject to iea.org/t&c/termsandconditions

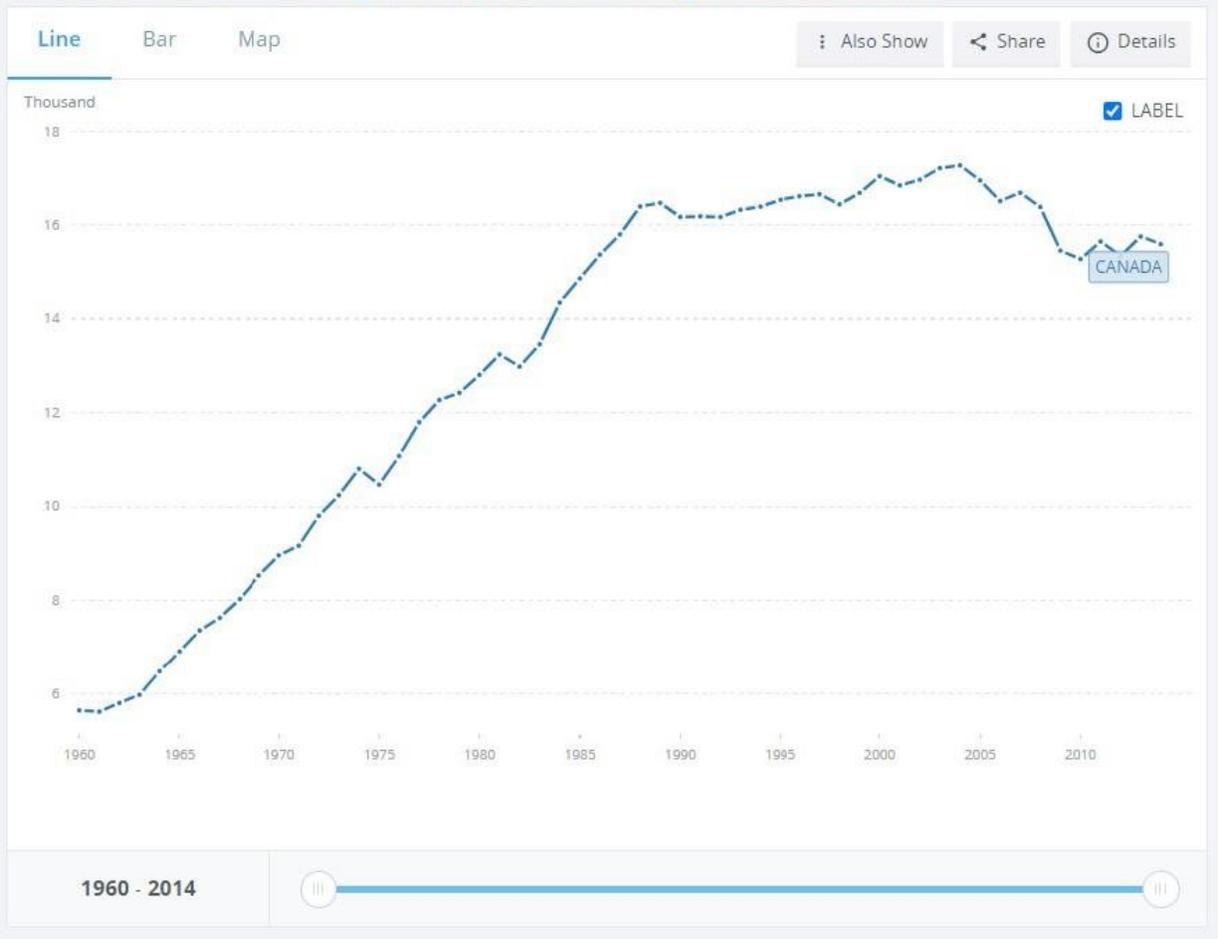


Figure 10 Consommation d'énergie par habitant au Canada⁸

2.7 Stockage par pompage et stabilité du réseau

2.7.1 Réponse du réseau électrique sans SHP

En février 2021, une masse d'air arctique descend sur le Texas, abaissant les températures sous le point de congélation pendant la nuit. Au matin, on démarre les systèmes de chauffage pour combattre le froid, ce qui fait passer la demande en énergie à 71 GW. Les centrales texanes ne peuvent fournir que 51 GW de puissance et on doit procéder à un délestage pour éviter que le réseau ne s'effondre.

Au plus fort de l'interruption, plus de 10 millions de personnes sont sans électricité; la panne aura duré plusieurs jours pour certains foyers. Les représentants de l'État ont déclaré 246 décès dus au gel et à la panne du réseau, mais selon des experts externes, il y en aurait eu beaucoup plus.

⁸ <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EG.USE.ELEC.KH.PC?end=2014&locations=CA&start=1960&view=chart>

Plusieurs facteurs de causalité ayant mené au désastre ont été établis. Le réseau et les centrales n'étaient pas adéquatement protégés contre les conditions hivernales malgré la nécessité d'une meilleure protection mise en évidence par un événement semblable, mais moins catastrophique, survenu en 2011. Le Texas est pourvu d'un réseau électrique adapté aux grandes chaleurs, mais qui est mal équipé pour parer le froid extrême. Étant donné que le marché texan de l'électricité est non réglementé, les entreprises s'efforcent constamment d'offrir aux consommateurs l'énergie la moins chère, ce qui peut nuire à l'investissement dans des infrastructures fiables.

La capacité de stockage du SHP aurait fait une différence vitale dans la prévention de ces pannes si une quantité suffisante d'énergie avait été stockée pour combler le manque durant la vague de froid ou jusqu'à ce que des mesures pour réduire la demande aient été mises en place. Une des principales causes de l'insuffisance de l'offre est une baisse de production de gaz naturel, qui a fait diminuer la pression dans les gazoducs et limité la quantité d'énergie produite dans les centrales au gaz naturel. La production fiable provenant d'une station de SHP prête à fournir de l'énergie sur demande, peu importe les conditions extérieures, s'est avérée bénéfique pour la population en période de panne.

Au Texas, il n'y avait ni hydroélectricité classique ni SHP pour sauver la situation, comme on peut le voir à la [figure 11](#).

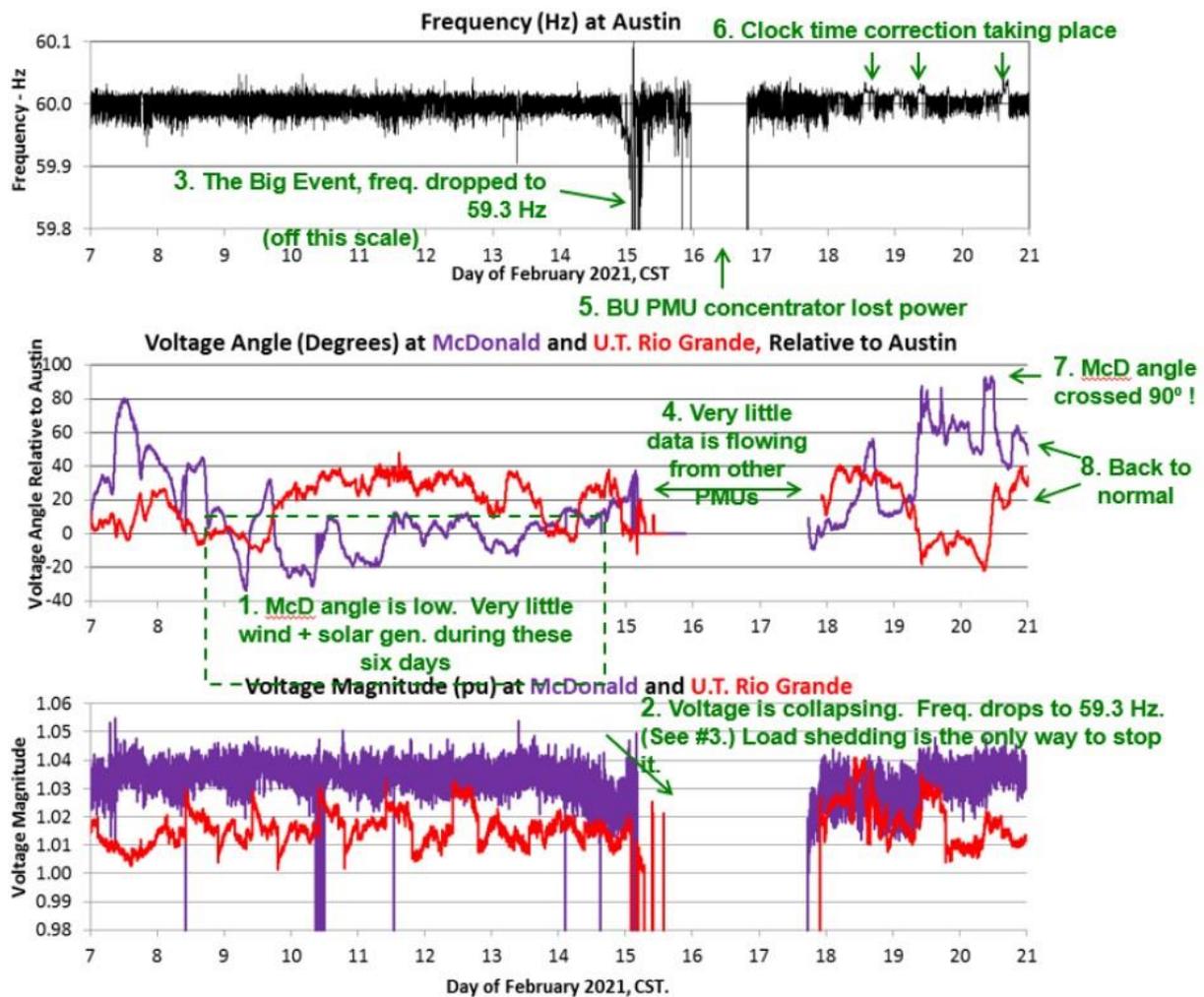
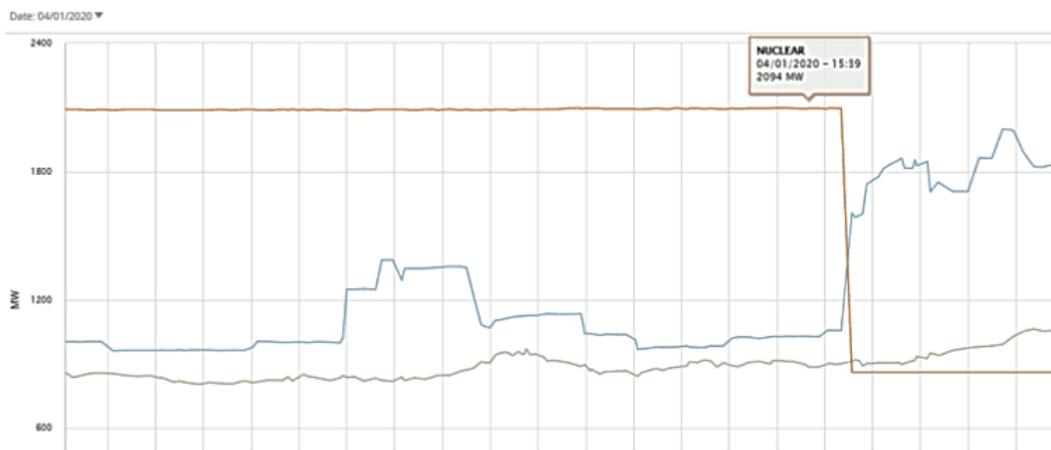


Figure 11 Fréquence, angle de déphasage et tension durant la panne du Texas en février 2021

2.7.2 Réponse du réseau électrique avec SHP

À 16 h 15, le 1^{er} avril 2020, une défaillance dans le poste extérieur d'une centrale nucléaire en Nouvelle-Angleterre déclenche l'arrêt du système électrique. Malgré une perte de plus de 1 200 MW, soit assez d'électricité pour alimenter près d'un demi-million de résidences, les lumières de la région n'ont même pas vacillé. Si le parc de centrales hydroélectriques classiques dotées d'une capacité de régulation rapide du réseau de la Nouvelle-Angleterre a été d'une certaine aide, c'est grâce aux deux stations de SHP de la région (Bear Swamp et Northfield Mountain), qui ont produit instantanément de l'électricité, que le déficit a pu être comblé.

Au lieu de subir une panne de courant qui aurait plongé des centaines de milliers de maisons dans le noir, la plupart des citoyens ne se sont rendu compte de rien. Seuls les ingénieurs du réseau électrique ont pu voir les données présentées à la [figure 12](#).



ISO New England Fuel Mix Graph 4/1/20

EI 20200401 202444

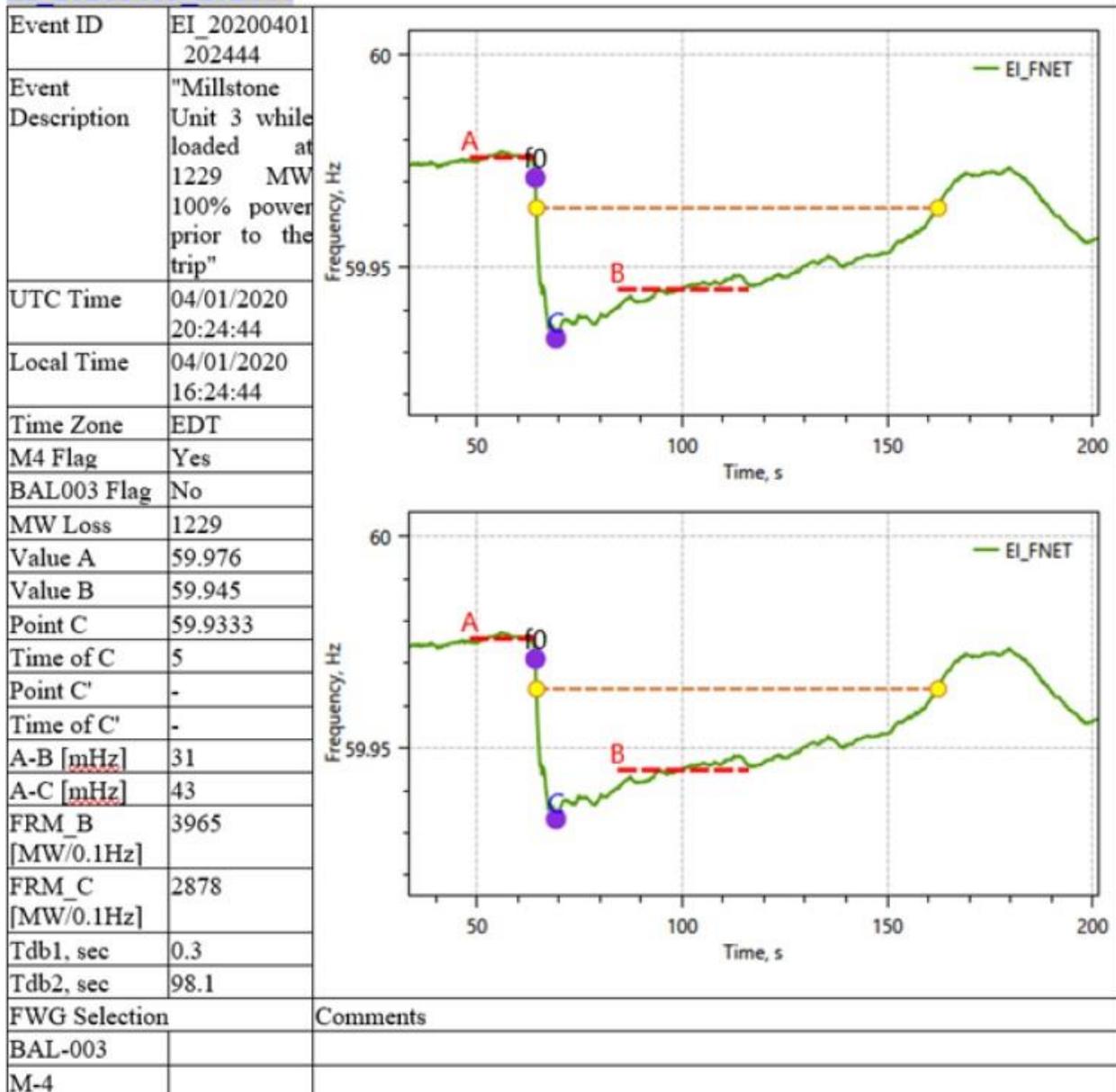


Figure 12 « Non-événement » au moment de la perte de 1 200 MW sur le réseau électrique de la Nouvelle-Angleterre en avril 2020⁹

2.8 Comparaison avec les autres technologies de stockage

Les réservoirs hydroélectriques classiques jouent un rôle déterminant dans le stockage à l'échelle du réseau dans les régions où l'hydroélectricité est abondante et dans certains marchés qui y sont reliés. Toutefois, la construction de nouvelles centrales classiques capables de stockage en réservoir est

⁹ Les données de l'outil d'analyse des fréquences de réponse (FRAT) et du réseau de surveillance de la fréquence (FNET) de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) indiquent que la fréquence de départ de l'événement était de 59,976 Hz et sa fréquence la plus basse était de 59,9333 Hz. La fréquence de réponse locale la plus faible était de 59,84 Hz.

soumise à de nombreuses contraintes, les terrains potentiels sont peu nombreux et généralement loin des centres de distribution, et le SHP ainsi que les autres technologies de stockage sont essentiels pour permettre l'intégration du solaire et de l'éolien en contexte de demande croissante.

Outre le SHP, d'autres technologies tentent de se tailler une place dans le marché du stockage d'énergie, mais avec des attributs techniques, environnementaux et économiques différents. On trouve un résumé de ces caractéristiques pour une installation de 100 MW/0,4 GWh et de 1 000 MW/10 GWh au [tableau 6](#).

Tableau 6 Attributs de différentes technologies de stockage pour une installation de 100 MW/0,4 GWh et de 1 000 MW/10 GWh

Comparison metrics		Type of energy storage	Pumped Storage Hydro	Li-Ion Battery Storage (LFP)	Lead Acid Battery Storage	Vanadium RF Battery Storage	CAES compressed air	Hydrogen bidirect. with fuel cells
			100 MW / 4hr	100 MW / 4hr	100 MW / 4hr	100 MW / 4hr	100 MW / 4hr	100 MW / 10hr
Technical Capabilities	Technical readiness level (TRL)		9	9	9	7	7	6
	Inertia for grid resilience		Mechanical	Synthetic	Synthetic	Synthetic	Mechanical	no reference
	Reactive power control		Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	Black start capability		Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Performance Metrics	Round trip efficiency (%*)		80%	86%	79%	68%	52%	35%
	Response time from standstill to full generation / load (s*)		65...120 / 80...360	1...4	1...4	1...4	600 / 240	< 1
	Number of storage cycles (#*)		13,870	2,000	739	5,201	10,403	10,403
	Calendar lifetime (yrs*)		40	10	12	15	30	30
Costs 2020	avg. power CAPEX (USD/kW*)		2,046	1,541	1,544	2,070	1,168	3,117
	avg. energy CAPEX (USD/kWh*)		511	385	386	517	292	312
	avg. fixed O & M (USD/kW/yr*)		30	3.79	5	5.9	16.2	28.5
	effective CAPEX (USD/kW based on PSH life of 80 years and 6% discount rate**)		2,710	4,570	5,070	8,370	3,340	8,900
Estimated costs 2030	avg. power CAPEX (USD/kW*)		2,046	1,081	1,322	1,656	1,168	1,612
	avg. energy CAPEX (USD/kWh*)		511	270	330	414	292	161
	avg. fixed O & M (USD/kW/yr*)		30	3.1	4.19	4.83	16.2	28.5
	effective CAPEX (USD/kW based on PSH life of 80 years and 6% discount rate**)		2,710	3,210	3,920	4,910	3,340	4,620

Comparison metrics		Type of energy storage					
		Pumped Storage Hydro	Li-Ion Battery Storage (LFP)	Lead Acid Battery Storage	Vanadium RF Battery Storage	CAES compressed air	Hydrogen bidirect. with fuel cells
		1000 MW / 10hr	100 MW / 10hr	100 MW / 10hr	100 MW / 10hr	1000 MW / 10hr	100 MW / 10hr
Costs 2020	avg. power CAPEX (USD/kW*)	2,202	3,565	3,558	3,994	1,089	3.117
	avg. energy CAPEX (USD/kWh*)	220	356	356	399	109	312
	avg. fixed O & M (USD/kW/yr*)	30	8.82	12.04	11.3	8.74	28.5
	effective CAPEX (USD/kW based on PSH life of 80 years and 6% discount rate**)	2,910	10,570	11,720	16,170	3,110	8,890
Estimated costs 2030	avg. power CAPEX (USD/kW*)	2,202	2,471	3,050	3,187	1,089	1.612
	avg. energy CAPEX (USD/kWh*)	220	247	305	319	109	161
	av. fixed O & M (USD/kW/yr*)	30	7.23	9.87	9.26	8.74	28.5
	effective CAPEX (USD/kW based on PSH life of 80 years and 6% discount rate**)	2,910	8,130	9,050	9,450	3,110	4,600

* Source: US DOE, 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment

** Estimation based on the value of initial investment at end of lifetime including the replacement cost at every end of life period.

Non seulement le SHP est la plus mature et éprouvée de toutes les technologies candidates, mais elle s'avère la plus économique pour les sites de grande envergure (à l'exception du stockage par air comprimé, qui n'a jamais été déployé à grande échelle).

3 PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

L'activité connue en ce qui a trait au développement du SHP au Canada se limite à quelques provinces, comme le montre le [tableau 7](#). La puissance installée cumulative totale est tout juste supérieure à 7 000 MW, soit une infime fraction du potentiel réaliste calculé.

Certains des projets sont aux premières étapes de conception, alors que d'autres semblent prêts à la construction dès que sont confirmés les permis environnementaux, les accords d'interconnexion et les décisions d'investissements. À l'exception d'un projet en démarrage en Colombie-Britannique visant à desservir le marché albertain, tous les sites se situent en Alberta et en Ontario, où le marché de l'énergie est propice au déploiement du SHP.

De toutes les provinces, l'Ontario compte le plus grand nombre de projets de SHP en développement. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) est d'ailleurs sur le point d'évaluer si les stations Steep Rock, Schreiber, Meaford et Marmora peuvent contribuer au réseau électrique ontarien.

Tableau 7 Projets connus de SHP en développement¹⁰

Station de SHP	Province	Hauteur de chute (m)	Capacité installée (MW)	Stockage d'énergie (GWh)
Canyon Creek	AB	500	75	3
Meaford	ON	180	1 000	8
Marmora	ON	260	400	2
Schreiber	ON	155	333	2
Steep Rock	ON	130	900	6
Tent Mountain	AB	300	320	2
Hydro Battery	BC	1 285	4 000	84
Total			7 028	107

De plus, Énergie Yukon compte parmi ses projets potentiels la station du lac Moon, mais aucun chiffre n'a encore été communiqué.

Le fait qu'il y ait autant de projets de SHP en cours de développement dans plusieurs provinces et pour lesquels on a déployé une quantité substantielle d'efforts et d'investissements démontre que les sociétés énergétiques croient en la pertinence de cette technologie.

¹⁰ Les projets à l'étape de planification peuvent avoir tendance à ajuster leurs paramètres avant la mise en service.

4 POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS DE STOCKAGE PAR POMPAGE

L'objectif de cette étude est d'attester l'immense potentiel de développement du SHP au Canada et de déterminer les régions les plus favorables.

La démarche de Stantec dans l'entreprise de cette étude et l'exercice du mandat qui lui a été confié comptent quatre étapes :

- **Potentiel théorique** : Création d'un corpus de sites candidats pour le développement du SHP dans l'ensemble du Canada à l'aide d'un outil de recherche structuré ainsi que les connaissances et les relations de Stantec dans la filière hydroélectrique canadienne.
- **Facteurs de faisabilité** : Définition des facteurs permettant de dégager un ensemble de projets à partir des sites de potentiel théorique, à l'issue d'un processus d'évaluation et d'élimination selon diverses conditions et considérations qui réduisent la probabilité qu'un projet se réalise. À l'annexe D figure une description plus détaillée de l'application des facteurs de faisabilité. Certains sites peuvent être pertinents pour des motifs qui ont échappé à cette étude et qui pourraient l'emporter sur l'exercice d'élimination, comme un intérêt marqué de la communauté, la construction de lignes de transport à proximité du site à d'autres fins, la revendication d'un marché offrant une meilleure adéquation des ressources ou les exigences particulières du réseau.
- **Potentiel réaliste** : Application progressive de critères de sélection restrictifs, les facteurs de faisabilité mentionnés ci-dessus, pour réduire le nombre de sites candidats en tâchant de répartir les sites géographiquement, ce qui peut nécessiter des critères différents selon les régions. En résultat, un corpus de sites prometteurs pour l'élaboration et la mise en service sera formé, mentionnant leur importance relative dans le processus.
- **Interprétation et présentation** : Collaboration avec Hydroélectricité Canada et les grands noms de l'industrie pour comprendre, décrire et consigner les technologies, les facteurs et les considérations stratégiques qui auront émergé de l'étape précédente afin d'arriver à un ensemble de sites où le SHP serait réalisable d'un océan à l'autre.

Les sous-sections suivantes décrivent plus en détail chaque étape du processus et abordent en particulier les facteurs de faisabilité jugés pertinents.

4.1 POTENTIEL THÉORIQUE

La mesure du potentiel théorique s'appuie largement sur les travaux antérieurs de l'Université nationale australienne (ANU). Les données sont disponibles publiquement sous forme de cartes de SIG, mais la participation de l'ANU au groupe de recherche a permis l'accès à la base de données et aux algorithmes sous-jacents pouvant être adaptés au contexte canadien.

L'ANU a conçu une méthodologie holistique visant à mettre en relation les sites potentiels de SHP, les agglomérations et les ressources solaires et éoliennes. Cette façon de procéder a pour avantage de mettre en évidence la relation entre le SHP et la technologie qu'elle exploite, de même que la synergie avec le solaire et l'éolien.

Aucun autre répertoire n'a la portée de l'atlas de l'ANU, mais il faut le préciser : ce n'est pas une carte exhaustive. Les sites canadiens exclus de l'atlas sont notamment les suivants :

- Les sites au nord du 60^e parallèle, au Yukon, aux Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut

- Les sites à proximité des Grands Lacs qui ne sont pas à proprement parler des sites à circuit fermé, étant donné leur recours à un plan d'eau naturel comme bassin inférieur
- Les sites liés à un site minier abandonné où le possible réservoir ne figure pas sur une carte topographique

Cependant, ces règles limitatives ne posent pas d'inconvénients majeurs dans l'optique où l'étude cherche à faire preuve de prudence dans la constitution de son répertoire de terrains potentiels.

La [figure 13](#) est une image tirée de l'atlas mondial de SHP de l'ANU montrant le territoire canadien, où les sites d'intérêt se concentrent dans les montagnes Rocheuses et le Canada atlantique.



Figure 13 Détail de l'atlas mondial de SHP de l'ANU montrant le Canada

Les points rouges représentent les sites particulièrement prometteurs.

4.1.1 Utilisation d'outils de SIG

ArcGIS Pro est l'application utilisée dans cette étude pour explorer, visualiser et analyser les données. Le logiciel, qui prend en charge la visualisation et l'analyse approfondie des données, est le dernier programme de SIG professionnel lancé par Esri. L'outil Proche, qui fait partie de l'ensemble Intersecter, a été utilisé pour calculer les distances entre des données de différents ensembles comme les lignes de transport et les réseaux routiers canadiens. Il crée une table des attributs mettant en relation les deux classes d'entités et calcule la distance exacte qui les sépare. Il peut également déterminer la ligne de transport la plus proche d'un point s'il y a plusieurs lignes dans une même classe. L'outil d'analyse Intersecter a servi à définir des zones géographiques comme sites potentiels de SHP.

- ArcGIS a été utilisé pour relier le réseau de transport de chaque province aux sites de SHP potentiels. L'outil Proche a été utilisé pour déterminer la distance entre les lignes de transport et chaque site potentiel de SHP. Chacun des sites a été associé à la ligne de transport la plus proche capable de soutenir la charge nécessaire, c'est-à-dire une ligne dont la tension est adéquate pour la puissance nominale de l'installation et la connexion au réseau électrique de la province.

- Il a été nécessaire de mesurer la distance qui sépare les sites des routes pour déterminer leur accessibilité pour la livraison des matériaux et de l'équipement. Le Réseau routier national, fourni par le répertoire de données ouvertes du gouvernement fédéral, a été utilisé pour mesurer la distance entre les sites potentiels et la route la plus proche et calculer les coûts de l'accès des véhicules au site.
- L'analyse de SIG de l'étude originale de l'ANU ne tenait pas compte des milieux urbains et des zones protégées. Ces informations ont été recueillies sur la base de données canadienne sur les aires protégées et de conservation (BDCAPC). Les données géospatiales disponibles contenaient des renseignements sur les zones protégées provenant des Indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement (ICDE), de rapports d'étape sur la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) et de rapports sur la situation des aires protégées du Canada. Les zones protégées comprennent les aires de conservation, les parcs nationaux, les zones d'habitat faunique, les zones de gestion des forêts anciennes, les réserves de biodiversité proposées et les espaces naturels Sea to Sky. De plus, un plus long délai a été accordé aux projets sur des territoires protégés. Les territoires associés aux peuples autochtones ont été traités à une étape distincte (voir ci-dessous).
- Une couche de données du gouvernement canadien a été utilisée pour déterminer la qualité géologique des sites. Les terrains ont été filtrés à l'aide de l'outil Intersecter pour départir ceux se trouvant sur le Bouclier canadien de ceux reposant sur un roc plus tendre.
- ArcGIS Pro a été utilisé pour repérer des sites potentiels situés sur le territoire de réserves autochtones. Les sites en amont et en aval ont été intersectés avec la couche de SIG pour déterminer les sites qui se trouvent sur un territoire autochtone et qui ne sont donc pas des emplacements viables pour l'installation d'une station de SHP, selon le principe de prudence qui sous-tend l'évaluation du potentiel réaliste.
- L'outil Proche a servi à déterminer les zones d'abondance de pergélisol, à l'aide d'une ressource nommée « All Sites Permafrost », tirée de la 5^e édition de l'Atlas du Canada. Les données ont été filtrées pour faire ressortir le pergélisol discontinu étendu et le pergélisol continu dont la teneur en glace est faible à modérée.

4.2 FACTEURS DE FAISABILITÉ

Le potentiel théorique a été soumis aux facteurs de faisabilité suivants :

- Contraintes et coûts de transport
- Facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG)
- Coûts de construction
- Dépenses technologiques

Il y a deux facteurs de faisabilité très importants lorsqu'on souhaite choisir l'emplacement d'une station de SHP : d'abord, la géographie et les ressources hydriques du site doivent convenir à l'aménagement de la centrale, du réservoir de stockage et des installations hydrauliques; ensuite, et de manière peut-être tout aussi importante, il faut disposer de la capacité excédentaire et de l'infrastructure nécessaires à l'alimentation des pompes.

Une station de SHP peut être l'un des plus grands centres de distribution d'une localité selon la puissance totale d'entrée et de sortie pouvant être placée uniquement à un point du réseau capable d'absorber l'énergie produite et de fournir l'énergie nécessaire au pompage. Par ailleurs, il ne serait pas logique

d'implanter un grand centre de distribution dans un secteur où l'énergie serait excessivement dispendieuse et où la station ne pourrait se démarquer sur le plan des prix nominaux et des prix en période de pointe, de sorte qu'elle ne serait pas en mesure de remplir ses fonctions en générant des profits.

Pour en savoir plus sur les facteurs de faisabilité, consultez le tableau 5.

Tableau 5 Facteurs de faisabilité ou conditions de réussite d'un projet de SHP

Characteristic	Preferred Situation	Rationale
Head	Maximum differential	Minimizes costs, reservoir size, tunnel diameters, powerhouse dimensions, and equipment size
Length of water conduits	Minimum total length	Minimizes costs and project footprint
Topography	Varied topography	Allows for reservoir construction with minimal excavation or embankments
Geology	Sound, unfractured, consistent, limited faulting	Limits reservoir leakage and foundation preparation requirements; provides suitable local construction materials
Power capacity	Maximum megawatts	Increases revenue potential
Energy storage potential	Maximum MWh	Increases revenue potential and operational flexibility
Construction	Simple access, standard duration	Minimizes costs
Water availability	Plentiful, available, and nearby	Reduces costs and risk exposure for filling and replenishment water
Environmental, regulatory, and land use	Closed loop, limited environ./reg. exposure, desirable land ownership	Reduces costs, risk exposure, permitting requirements, and development duration
Transmission	Nearby and available transmission capacity	Reduces potential costs of new T-lines and/or grid upgrades
Power marketing	Large spreads, suitable partnership opportunities, multiple offtakers	Increases revenue potential and ease of marketing; reduces risk exposure

4.2.1 Contraintes de transport

4.2.1.1 Considérations générales sur le transport

Les systèmes de transport sont d'une importance cruciale pour l'intégration des énergies renouvelables et du SHP dans le réseau électrique. Les sites favorables à ces types d'installations peuvent se trouver loin des centres de distribution et des infrastructures de transport adéquates. De plus, une grande distance peut séparer les centrales d'énergie renouvelable des stations de SHP. Il faudra peut-être améliorer les systèmes de transport actuels et en construire de nouveaux. On déterminera les exigences de transport particulières au moyen d'analyses du réseau électrique pour relier et soutenir le SHP et les énergies renouvelables.

Le réseau de production-transport nord-américain compte quatre grands ensembles de réseaux appelés « interconnexions », illustrés à la [figure 14](#). Chaque interconnexion est un réseau synchrone en elle-même, mais est asynchrone avec les autres interconnexions. Le réseau de production-transport est aussi divisé en conseils régionaux de fiabilité. Les réseaux canadiens sont répartis par province étant donné que le transport de l'énergie est une compétence provinciale historique. Dans la plupart des provinces et des territoires, l'industrie est réglementée, sauf en Alberta et en Ontario. La Colombie-Britannique et Alberta font partie de l'Interconnexion de l'Ouest et du Western Electricity Coordinating Council (WECC). La Saskatchewan et le Manitoba sont compris dans l'Interconnexion de l'Est et la Midwest Reliability

Organization (MRO). L'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse font partie du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). L'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve ne sont affiliées à aucun conseil régional. L'Ontario, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard font partie de l'Interconnexion de l'Est. Le réseau du Québec est asynchrone avec tous les autres territoires et toutes les autres provinces à l'exception de la partie continentale du Labrador et forme sa propre interconnexion. L'île de Terre-Neuve est elle aussi asynchrone avec les autres et forme le Island Interconnected System.

La [figure 14](#) montre les interconnexions synchrones d'Amérique du Nord et les conseils régionaux de fiabilité du réseau électrique. Bien que Terre-Neuve n'ait pas adhéré au NERC, l'île est reliée au Labrador par la ligne Labrador-Island, de 900 MW, et à la Nouvelle-Écosse par la ligne Maritime, de 500 MW. L'interconnexion des territoires nordiques canadiens (Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut) n'est pas pertinente pour la présente étude, car aucun potentiel théorique n'y a été relevé par l'ANU.

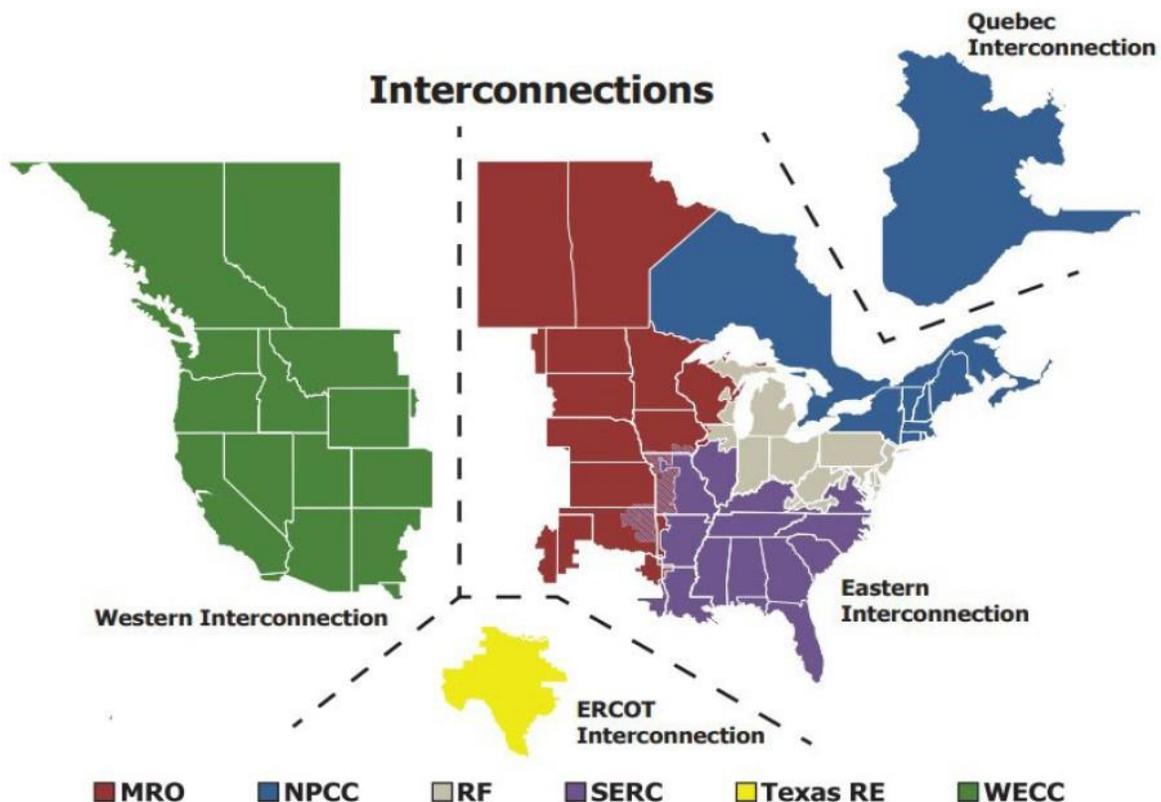


Figure 14 Interconnexions et conseils régionaux de fiabilité d'Amérique du Nord¹¹

La [figure 15](#) montre la capacité de transfert de l'infrastructure de transport existante entre les provinces et entre le Canada et les États-Unis. Pour pouvoir se connecter à l'infrastructure de transport actuelle, il faut l'approbation des exploitants de réseaux et des propriétaires de l'infrastructure. **Error! Reference source not found.**

¹¹ <https://www.nerc.com/AboutNERC/keyplayers/PublishingImages/NERC%20Interconnections.pdf>

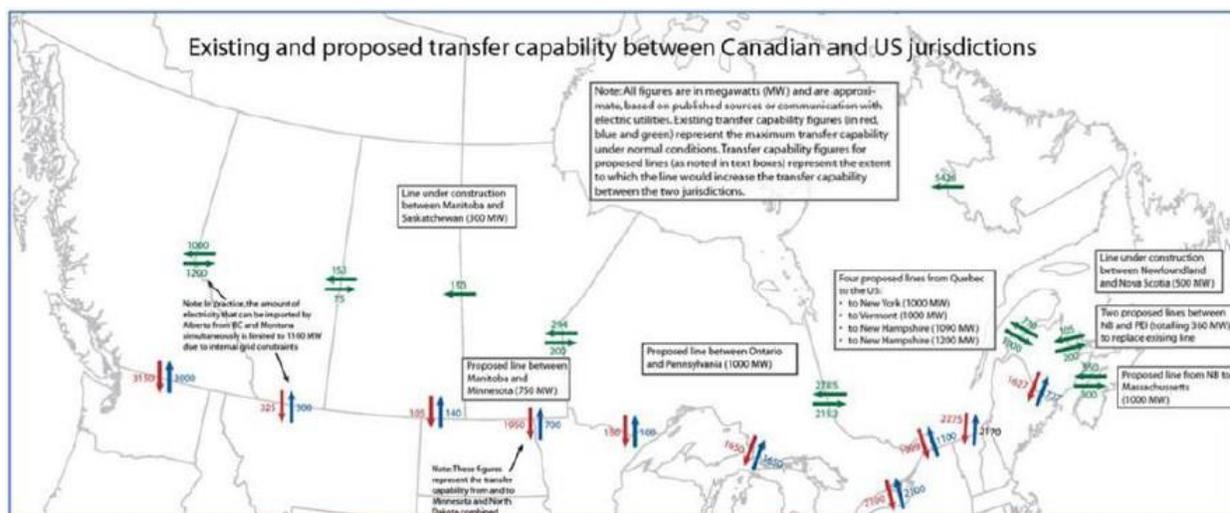


Figure 15 Capacité existante et proposée entre les provinces canadiennes et les États américains¹²

4.2.1.2 Application des facteurs de faisabilité de transport

Pour appliquer les facteurs de faisabilité liés aux coûts de construction d'une ligne de transport et d'interconnexion, une approche simple a été utilisée pour pouvoir gérer le nombre considérable de sites de SHP théoriquement possibles. La tension de secteur nécessaire a été définie en fonction de la puissance installée et les coûts ont été calculés en fonction de cette tension et de la distance de la ligne la plus près, comme le montre le [tableau 8](#). Dans cette analyse, on suppose qu'il faut une sous-station par centrale de SHP.

Tableau 8 Coûts d'interconnexion

Capacité installée du SHP (MW)	Tension nominale de secteur (kV)	Coût de construction de la ligne (CAD/km)	Coût de la sous-station (CAD)
65	69	1 100 000 \$	7 500 000 \$
140	115	1 200 000 \$	8 300 000 \$
600	230	1 400 000 \$	11 000 000 \$
1 000	345	2 200 000 \$	16 000 000 \$
2 000	500	2 800 000 \$	23 000 000 \$
3 700	735	3 200 000 \$	47 000 000 \$

Parmi les facteurs à considérer pour approfondir l'analyse d'un site en particulier, citons les considérations suivantes :

¹² *Interconnexions électriques stratégiques : rapport du Comité permanent des ressources naturelles* (page 10), décembre 2017. https://publications.gc.ca/collections/collection_2017/parl/xc49-1/XC49-1-1-421-7-fra.pdf

- Les coûts dépendent du territoire et du relief sur lequel sera aménagée la ligne de transport.
- La capacité des lignes est influencée par leur longueur et le conducteur choisi. La charge de l'impédance d'onde a un effet sur la quantité d'électricité qu'une ligne peut transmettre et est liée à la longueur de la ligne. Les capacités au [tableau 8](#) sont calculées pour une ligne d'une longueur d'environ 100 km; elles seraient plus élevées pour une ligne plus courte et plus faibles pour une ligne plus longue.
- Par souci de simplicité, seules les lignes simples ont été considérées dans cette analyse.

Les échéances des projets de transport peuvent être longues, de l'étude de faisabilité à la mise en service/au début de l'exploitation commerciale. L'échéance du projet est influencée par les facteurs suivants :

- Nombre de territoires ou d'organismes de réglementation
- Complexité du relief
- Éloignement
- Nombre de propriétaires privés touchés
- Enjeux environnementaux le long de la route
- Longueur de la ligne
- Relations avec les Autochtones
- Nombre de voies navigables

Au Canada, lorsqu'un projet d'infrastructure énergétique prévoit la construction de lignes de transport aériennes, il faut généralement réaliser une évaluation environnementale avant de procéder aux demandes de permis et à la conception. Selon les lois et régimes de réglementation fédéraux, provinciaux et territoriaux sur l'évaluation environnementale, les procédures et échéances varient selon le territoire, et la durée, le type et l'emplacement du projet. Les promoteurs devront mener une collecte de données de base et mobiliser le public, y compris les Autochtones, dans le cadre du processus d'évaluation et de la préparation des documents réglementaires. Les caractéristiques particulières du site et les préoccupations soulevées durant les consultations peuvent aussi jouer sur la durée requise pour collecter les données de base et mettre en œuvre les programmes de mobilisation. Le délai habituel pour la collecte de données de base, la mobilisation et le dépôt des documents réglementaires est d'environ 3 ans pour l'étude et 5 ans pour l'évaluation environnementale. Si l'on se fie à ces estimations, les sites potentiels peuvent être déployés d'ici l'objectif de 2035 pour atteindre les cibles de carboneutralité.

De façon générale, les projets de transport peuvent être réalisés, du début de la conception à la mise en service, en moins de 10 ans; toutefois, on prévoit que les obligations de consultation et de permis se complexifieront, ce qui allongera sans doute le processus.

Dans le seul but d'établir un facteur quantifiable pour l'analyse, et en se basant sur les deux années butoir de 2035 et de 2050, il a été établi que les projets dont la ligne de transport faisait moins de 500 km pourraient être terminés d'ici 2035 et que les projets dont la ligne de transport faisait plus de 500 km pourraient être terminés d'ici 2050, comme le montre le [tableau 9](#).

Tableau 9 Échéance prévue du projet selon la longueur de la ligne

Longueur de la ligne de transport (km)	Échéance prévue du projet
Moins de 500	D'ici 2035
Plus de 500	D'ici 2050

4.2.2 Facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG)

4.2.2.1 Considérations ESG générales

Les facteurs sociaux et environnementaux, parallèlement aux enjeux liés à la gouvernance organisationnelle, peuvent grandement influencer la faisabilité d'un projet. L'importance des facteurs environnementaux tient au fait que les sites potentiels ont une fonction écosystémique assurée par des éléments physiques essentiels. Le milieu d'un site proposé contient peut-être des composantes qui risquent d'être perturbées par les activités liées à la réalisation du projet ou des composantes qui peuvent nuire à une ou plusieurs phases du projet. Ces possibles interactions négatives sont des contraintes dont il faut tenir compte.

Dans le cadre de cette étude, l'incidence potentielle relative d'un projet sur les composantes environnementales valorisées a été considérée pour chaque emplacement. Le caractère unique et l'importance de la fonction écologique d'un lieu potentiel sont variables. Habituellement, plus une zone est perturbée (aménagement antérieurs), moins il y a de chance que le milieu compte des éléments environnementaux importants à préserver et que le projet entraînera des répercussions considérables.

Chaque province attribue à des espèces et leurs habitats différents niveaux de protection inscrits dans la loi. De plus, il y a des espèces (et leurs habitats) qui sont protégés par la réglementation fédérale. La présence potentielle ou confirmée de ces espèces et habitats sur un site proposé justifierait une évaluation détaillée qui pourrait imposer d'exclure en tout ou en partie le site comme candidat. Il se peut que l'incidence anticipée puisse être compensée. Tout plan de compensation serait élaboré en collaboration avec les autorités réglementaires appropriées.

Les cours d'eau et plans d'eau existants ne seront pas utilisés comme réservoirs dans le cadre des propositions de projet puisqu'ils sont exclus de la base de données sur le potentiel théorique. Toutefois, on peut en tirer l'eau pour remplir les réservoirs. L'interaction entre les réservoirs et les cours d'eau et plans d'eau, y compris les habitats et les communautés de poissons qu'ils abritent, et les répercussions potentielles sur la qualité et la quantité d'eau seront des facteurs environnementaux décisifs dont il faut tenir compte dans l'étude préalable.

Caractéristiques environnementales possibles :

- Présence d'un habitat essentiel
- Zones de préoccupation particulière
- Présence d'une espèce en péril
- Flore et faune
- Poissons et habitats
- Cours d'eau et plan d'eau

Les facteurs sociaux sont d'une importance comparable à celle de l'environnement physique. En fait, ils se sont avérés cruciaux, en particulier pour les projets de grande envergure exploitant des technologies nouvelles ou peu répandues.

Pour tout emplacement proposé, les utilisations du territoire existantes et les possibles répercussions des projets sur celles-ci seront des enjeux non négligeables. Les espaces d'une grande valeur récréative ou historique seront plus gravement touchés que les zones éloignées et peu utilisées. Une proposition de projet dans un parc très fréquenté ou un endroit d'une grande valeur esthétique est plus susceptible de se heurter à une opposition forte et organisée des parties prenantes et de la population. D'autres facteurs sociaux ne sont pas nécessairement liés à des enjeux propres à un endroit, mais découlent plutôt de perspectives ou de circonstances plus générales, comme l'opinion publique concernant des aspects comme la durabilité ou l'éthique des méthodes d'approvisionnement de certaines composantes. Les variations de l'offre et la demande ainsi que les enjeux géopolitiques sont aussi des facteurs sociaux sans lien avec l'emplacement qui peuvent avoir des répercussions sur le projet.

La mobilisation des peuples autochtones et la protection de leurs droits sont encadrées par l'article 35 des *Lois constitutionnelles du Canada*, ainsi que les lois provinciales et territoriales. Les droits autochtones ont été renforcés en 2021 par l'adoption de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*. L'emplacement de tout site proposé à l'intérieur des limites d'un territoire traditionnel autochtone (contesté, cédé ou non cédé) demandera différents niveaux de mobilisation. S'il empiète sur une terre sacrée ou un lieu qui revêt une signification particulière pour les communautés autochtones, un site proposé peut être rejeté en tout ou en partie. Il y a de nombreux dossiers juridiques en cours liés aux revendications territoriales autochtones partout au Canada. Souvent, un territoire faisant l'objet d'un litige ou qui a déjà été source de conflit serait moins attrayant. Les réserves, selon la *Loi sur les Indiens*, sont des zones appartenant au gouvernement fédéral, mais qui sont réservées aux Premières Nations (un groupe de peuples autochtones), en vertu d'un contrat avec la Couronne canadienne. Elles sont des zones contrôlées et délimitées par des frontières définies.

Chaque province a ses propres lois concernant l'utilisation des ressources hydriques. Ces lois couvrent les enjeux comme le partage équitable de l'eau entre les utilisateurs. Il faut tenir compte des utilisateurs existants et des conséquences potentielles du projet.

Les enjeux sociaux particuliers sont notamment les suivants :

- Utilisation actuelle du territoire
- Utilisation des ressources hydriques
- Valeur esthétique
- Usages traditionnels autochtones
- Réserves autochtones
- Revendications territoriales/droits issus de traités
- Opinion du public et des parties prenantes (degré d'opposition anticipé)

Afin de compléter l'évaluation de la faisabilité sur les plans social et environnemental, des données sur chaque site ont été collectées et analysées. Les bases de données fédérales, provinciales et régionales ont été consultées. Les ressources de SIG interactives ont aussi été examinées, de même que les frontières définies par les traités, les cartes des territoires traditionnels et les archives sur les revendications territoriales.

En plus des enjeux sociaux et environnementaux physiques mentionnés ci-dessus, les processus réglementaires provinciaux et fédéraux pertinents pour chacun des sites seront aussi pris en considération, étant donné l'incidence considérable qu'ils peuvent avoir tant sur les coûts que sur l'échéancier d'un projet. Toutes les provinces ont des processus de permis et d'évaluation environnementale obligatoires pour la construction et l'exploitation d'une centrale hydroélectrique. Selon l'endroit et les répercussions potentielles, des évaluations et des permis à l'échelle fédérale peuvent aussi être nécessaires. Plus les répercussions anticipées sur le milieu social et l'environnement physique sont grandes, plus les procédures réglementaires seront complexes et détaillées, surtout si la puissance du projet dépasse le seuil de 200 MW prévu par la *Loi sur l'évaluation d'impact* du Canada. La complexité des procédures réglementaires peut varier d'une province à l'autre même pour des projets semblables. Dans l'examen de la faisabilité réaliste des sites proposés, la facilité de l'obtention d'un permis a été prise en compte comme facteur de sélection.

La gouvernance organisationnelle du promoteur d'un projet de SHP, ainsi que les différents ordres de gouvernement responsables des autorisations, les organismes de défense des intérêts et les constructeurs devront gagner de manière crédible l'acceptabilité sociale des communautés d'accueil et des parties prenantes. Pour ce faire, il faut non seulement respecter les normes, les lois et les règlements en vigueur, mais aussi faire preuve d'un niveau raisonnable de transparence et d'éthique, solliciter dès le départ et régulièrement la participation des parties prenantes et d'agir comme un intermédiaire qui cherche le bien commun, plus précisément, qui aspire à réduire les émissions de GES.

4.2.2.2 Application des facteurs de faisabilité ESG

Les objectifs derrière l'évaluation des sites de projets potentiels :

1. Élimination des sites considérés comme peu favorables ou défavorables à l'exploitation en raison d'enjeux ESG considérés si importants ou controversés que la poursuite du travail serait difficile à justifier. Ces sites ont été complètement écartés.
2. Repérage des sites qui nécessiteraient des procédures d'autorisation plus longues et complexes, en raison de possibles enjeux ESG, et dont l'échéance se rapprocherait de 2050.
3. Identification des sites dont les procédures d'autorisation seraient plus simples et rapides, en raison de possibles enjeux ESG plus banals, moins importants ou moins controversés, et qui pourraient se concrétiser d'ici 2035.

Les facteurs de faisabilité suivants ont été appliqués :

1. Terres de réserve des Premières Nations

Les terres de réserve des Premières Nations sont des territoires circonscrits et contrôlés, appartenant au fédéral, destinés à être utilisés par une Première Nation et administrés par les chefs et les conseils de la bande. Toute proposition d'utilisation d'une terre de réserve rencontrerait de multiples obstacles juridiques et sociaux qui seraient très difficiles à surmonter. Par conséquent, les sites potentiels qui empiétaient sur une réserve ont été exclus.

2. Zones protégées

Des zones peuvent être protégées par différents ordres de gouvernement pour plusieurs raisons. Les gouvernements fédéraux, provinciaux et municipaux peuvent accorder différents niveaux d'importance et de protection au territoire pour des raisons écologiques, géographiques,

culturelles ou sociales. Dans le cadre de cette étude, les zones protégées, comme les parcs nationaux, ont été écartées.

Aux fins de cette étude, les sites potentiels qui n'étaient situés ni sur une réserve autochtone ni sur une zone protégée ont été considérés comme propices à un processus d'autorisation plus court et plus facile, et plus susceptibles de voir le jour avant 2035. Les sites localisés sur une réserve ont été considérés comme improbables, mais ceux sur une zone protégée, comme potentiellement faisables et exigeant un processus d'autorisation plus fastidieux, ce qui généralement les écartait pour des raisons financières. Bien que ces facteurs de sélection généraux aient été utilisés, il est bon de souligner que toute proposition de projet ferait sans doute l'objet d'une évaluation environnementale fédérale ou provinciale qui permettrait de dégager les répercussions propres au projet auxquelles il faudra s'attaquer avant l'octroi de permis.

4.2.3 Constructibilité

4.2.3.1 Considérations générales sur la constructibilité

La réalisation d'un projet de SHP implique de nombreuses activités de construction de plusieurs disciplines différentes. Les modes de construction sont établis très tôt dans la planification du projet, par exemple, le mode de réalisation à utiliser, l'organisation des étapes, l'approvisionnement local de matériaux appropriés et les moyens de limiter les risques liés à l'accès, à la fondation et aux caractéristiques géotechniques.

Les considérations particulières et les facteurs de constructibilité associés à un site de SHP potentiel ont une incidence considérable sur sa faisabilité, qui devra être confirmée au moyen d'études et d'analyses. Ces activités précises dépassent la portée de cette étude de sélection. En revanche, l'étude pourra repérer les emplacements prometteurs où des études, analyses et examens plus poussés pourront être réalisés pour mieux définir leur faisabilité individuelle.

Les études de constructibilité aident à repérer et à quantifier les risques grâce à des estimations de coûts et à l'établissement d'un horaire comportant une date de mise en service et à déterminer la faisabilité technique et économique du projet.

Les propriétés du site et sa constructibilité ont une influence majeure sur la faisabilité d'un projet. Les considérations de constructibilité reposent sur une compréhension des contraintes de portée et d'échéancier et des coûts d'exécution. Ces contraintes doivent tenir compte des commentaires de toutes les parties prenantes.

Soulignons l'importance d'un processus d'évaluation environnementale prévisible ainsi que la nécessité d'une estimation des coûts et d'un échéancier réalistes (la planification à rebours à partir d'une date de mise en service prédéterminée n'est généralement pas recommandée).

La simplification effectuée à l'examen de cette étude de faisabilité doit être approfondie et bonifiée. À l'étape de raffinement, il est important de sélectionner des sites en fonction des aspects pratiques et des permis à demander. De pair avec les facteurs environnementaux, les facteurs de constructibilité peuvent être raffinés avec les parties prenantes. Les sites doivent être sondés au moyen d'un lidar et examinés par des ingénieurs et des entrepreneurs qualifiés.

Un travail de conception achevé, des entrepreneurs expérimentés, une main-d'œuvre compétente et performante, et une chaîne d'approvisionnement efficace sont d'une importance capitale pour la sécurité et l'efficacité.

Des objectifs d'efficacité et de fiabilité doivent être établis et mis en pratique. Un projet qui répond à ses cibles économiques et qui contribue à réduire le CO₂ n'est pas suffisant pour autant; il doit être planifié avec soin, ce qui est possible uniquement si l'obtention des permis et l'approvisionnement anticipent de manière proactive l'enchaînement des étapes de construction pour démarrer rapidement l'exploitation commerciale. Voir [An Action Plan for Solving our Climate Crisis Now | Speed & Scale \(speedandscale.com\)](http://www.speedandscale.com). Une démarche prudente commence par une parfaite compréhension de toutes les étapes et contraintes du projet.

4.2.3.2 Application des facteurs de faisabilité de constructibilité

On emploie toujours une approche par étapes dans la conception hydroélectrique pour permettre l'identification et l'atténuation des risques, la disposition appropriée et, en particulier, la connaissance géologique du terrain, qui dictera les méthodes de constructions et la planification. Afin de faciliter le classement des sites sur le plan de la constructibilité au moyen du SIG, Stantec a appliqué une hausse de coûts ou une décision de poursuite/arrêt pour les éléments suivants :

- Présence ou absence de pergélisol – Une décision d'arrêt a été appliquée. L'exclusion des zones de pergélisol est un élément important du modèle de SIG. Une grande portion des terres nordiques est ainsi écartée. Les hauteurs de chute, et donc le potentiel de SHP, y sont toutefois limitées.
- Accès aux routes, réseau ferroviaire et proximité, roche dure – Une augmentation de coûts a été appliquée. Les projets de SHP demandent le transport de très grandes quantités de matériaux et d'équipement, et un accès au réseau ferroviaire est souvent préférable. Cela dit, le réseau routier est efficace, en particulier dans les secteurs où les infrastructures sont déjà adaptées à l'exploitation minière ou forestière.

En ce qui a trait à la roche entourant le système d'acheminement de l'eau et les centrales et galeries souterraines, une hausse de coût a été appliquée pour les travaux d'excavation dans la roche dure, notamment pour tous les sites sur le Bouclier canadien. Pour chaque site repéré, une évaluation et une analyse des conditions géotechniques locales seront nécessaires, puisque ces conditions sont uniques à chaque site et qu'il faut en tenir compte dans l'exécution de tout projet de construction civile majeure.

4.2.4 Technologie adaptée

4.2.4.1 Considérations générales sur la technologie

Lorsqu'elles dépassent une taille relativement petite, les turbomachines hydrauliques, les turbines hydroélectriques et les pompes de stockage sont fabriquées sur mesure pour les conditions hydrauliques du site, comme la hauteur de chute et le débit. Cette conception sur mesure génère un large éventail de types et de configurations de turbines qui ont un effet sur les coûts du projet en fonction des principaux facteurs suivants :

- Hauteur de chute et variation
- Puissance nécessaire
- Besoins opérationnels, y compris le nombre d'unités

Le choix des autres composantes, comme la pompe-turbine, ou la pompe et la turbine, est habituellement fait au moment de définir en détail la portée.

Les coûts dépendent de la vitesse des arbres et de la tension des générateurs choisis, qui influencent la taille et les coûts de chaque moteur et de chaque générateur. Il est à noter que le processus de sélection n'est pas indépendant de la conception hydraulique décrite ci-dessus. Les coûts du transformateur élévateur de la station sont aussi, à un certain degré, influencés par ce choix.

Le choix du nombre d'unités a également une incidence sur les coûts et peut servir à équilibrer les besoins opérationnels et les dépenses d'investissement initiales selon la quantité et la taille des pièces d'équipement individuelles du mécanisme d'entraînement ainsi que des équipements auxiliaires.

Le positionnement des machines hydrauliques par rapport au niveau du sol et de l'eau influence les coûts de génie civil. Il répond aux besoins opérationnels de protection contre l'érosion par cavitation et joue sur les coûts d'excavation et de construction de la centrale. La décision de construire une centrale en souterrain ou en surface influencera aussi les coûts. Toutefois, cette décision peut contribuer à répondre à d'autres préoccupations sociales.

Chaque site a ses propres complexités qui exigent une analyse technique approfondie des conditions hydrauliques, de la configuration du site et des objectifs opérationnels permettant d'opter pour la technologie la plus appropriée.

4.2.4.2 Application des facteurs de faisabilité de technologie

Pour traiter directement des coûts liés aux choix de la technologie dans l'étude de faisabilité, un seul facteur prédominant a été choisi : la hauteur de chute. Dépassé le seuil de 500 m, il n'est plus possible d'utiliser une pompe-turbine réversible, soit la technologie la plus économique pour le SHP, et non plus une turbine de type Francis dans la plupart des cas. Il faut plutôt recourir à une turbine à action de type Pelton. Intrinsèquement, les machines à action ne peuvent inverser la direction du débit pour le pomper l'eau (un injecteur à l'air libre ne peut être inversé) et une pompe à étages doit généralement être utilisée en mode pompage. En plus de ce changement de configuration de l'appareil moteur, les coûts associés à l'installation et à la construction de l'équipement électrique, des collecteurs hydrauliques et des équipements auxiliaires augmentent considérablement. Pour faire une estimation très globale, un facteur de 1,6 a été appliqué aux coûts de base de l'installation d'une pompe-turbine réversible.

4.2.5 Potentiel du stockage d'énergie

Il n'y a pas de règles précises en ce qui a trait à la faisabilité du stockage d'énergie par pompage. Cependant, selon l'expérience de Stantec, les promoteurs et les producteurs d'énergie s'attendent d'un projet de SHP à l'échelle des systèmes qu'il puisse fonctionner en continu durant 8 heures ou plus en mode de production. Dans certains cas, les promoteurs visent une période d'activité d'aussi peu que 4 heures, mais à la connaissance de Stantec, de tels projets n'ont jamais été réalisés. En comparaison, les projets de stockage sur batterie à l'échelle des systèmes ont offert historiquement 1 à 2 heures d'activité continue à la capacité nominale, mais ils se sont rapidement améliorés avec les avancées technologiques.

Pour donner une indication de la limite supérieure de la capacité et du stockage des batteries, le projet Gateway à San Diego, dans l'État américain de la Californie, est conçu pour une capacité de décharge de 250 MW et une capacité de stockage entre 1 et 1,5 GWh (4 à 6 heures d'activité continue). Source : pv-magazine.com, 20 août 2020.

La capacité de stockage exprimée en heures d'activité continue est en relation avec la capacité de production nominale de la station. Les projets de SHP à l'échelle des systèmes ont généralement une

capacité de plus de 100 MW, bien qu'une station dans le sud de la Californie dispose d'une capacité nominale de 40 MW. Cela suppose qu'un cycle de décharge de seulement 320 MW serait une limite inférieure extrême pour une station de SHP faisable à l'échelle des réseaux. Le cas cité ici est un ajout à la combinaison de bassins inférieurs et supérieurs existants et ne serait pas nécessairement représentatif d'une limite inférieure de stockage.

La quantité de stockage d'énergie souhaitée dans un projet de SHP à circuit fermé à l'échelle des systèmes dépend des caractéristiques de la valeur d'énergie à un temps donné de la journée, de la fiabilité du réseau et de la quantité et du profil de la charge prédominants de la puissance d'énergie non mobilisable. Il est difficile de généraliser, mais dans ses vastes études de sélection, Stantec a souvent utilisé comme point de départ une puissance souhaitée de MW à 8 heures d'activité de production continue (4 GWh de stockage). Le volume d'eau nécessaire pour assurer les fonctions de stockage dépend naturellement de la distance verticale qui sépare le bassin supérieur du bassin inférieur. Si l'objectif est de repérer des sites candidats dans une étude de sélection, la démarche consisterait alors à établir le volume d'eau viable qui pourrait être stocké dans les réservoirs et, en tenant compte du dénivelé et d'une efficacité raisonnable, à déterminer l'énergie potentielle de chaque site candidat.

Des critères de faisabilité stricts concernant la puissance et l'énergie électrique par cycle ou le temps de production minimal à plein rendement n'ont pas été appliqués dans l'évaluation du potentiel réaliste, mais sont implicites dans les équations paramétriques des coûts utilisées.

4.3 POTENTIEL RÉALISTE

Pour déterminer le potentiel réaliste cumulatif, qu'Hydroélectricité Canada définit comme la puissance installée et la capacité de production possibles d'un site donné une fois les facteurs de faisabilité considérés, on applique les facteurs de faisabilité comme un filtre sur le potentiel théorique.

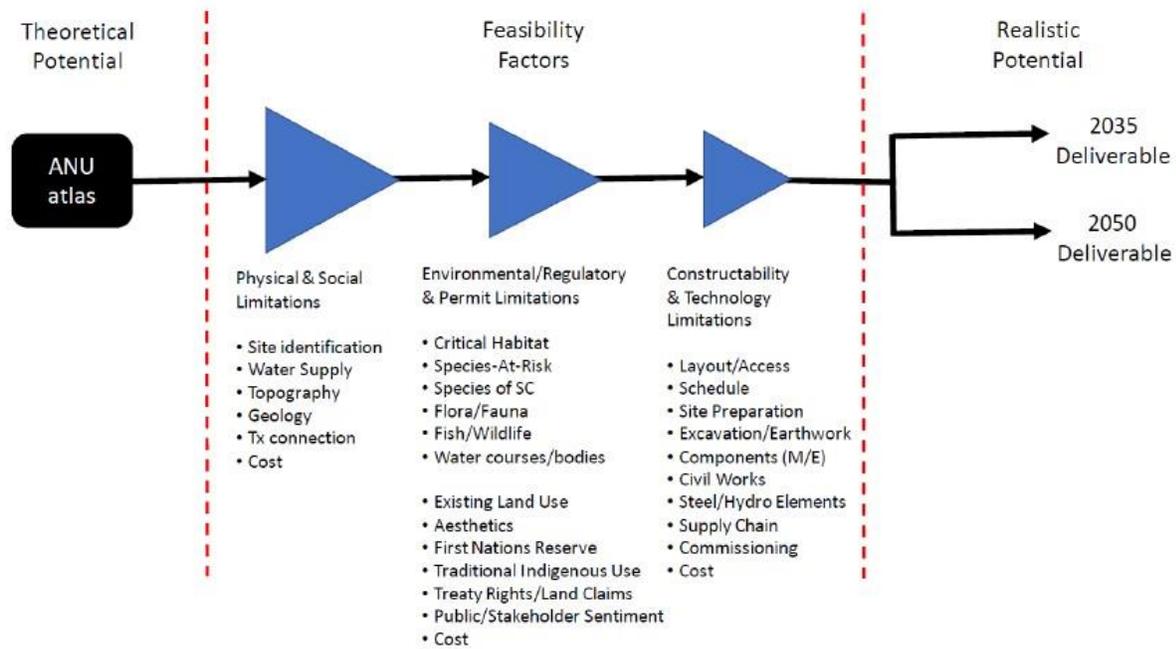


Figure 16 Diagramme du passage du potentiel théorique au potentiel réaliste

Dans sa forme la plus simple, le processus de sélection consiste à déterminer la valeur pour le réseau, et donc pour les contribuables, de chaque projet en appliquant les facteurs de faisabilité et en comparant ensuite cette valeur à un coût de référence attribué à chaque province ou territoire du Canada.

Pour moduler cette approche mécanique, Stantec a également consulté des producteurs d'hydroélectricité privés et provinciaux majeurs pour discuter et évaluer leur approche actuelle de l'investissement à l'échelle du parc d'hydroélectricité. Des discussions avec des groupes de Premières Nations, les autorités de réglementation et d'autres parties prenantes permettraient de mettre en lumière les contributions des projets de SHP à la propreté, à la fiabilité et à la résilience du réseau futur.

4.4 INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS

Le potentiel réaliste du SHP est quantifiable. Ce serait toutefois une erreur d'attribuer le potentiel réaliste seulement aux revenus générés par les stations finies, et une prise en considérable plus générale doit faire partie d'une discussion éclairée sur les résultats. Les éléments suivants seraient soumis à la discussion :

- Renforcement des sources d'énergies renouvelables non mobilisables et soutien de leur croissance continue et de leur pénétration du marché
- Utilisation des surplus de la charge de base pour le pompage durant les heures creuses, prévention des interruptions de centrale, réduction des coûts de démarrage et d'arrêt, élimination des pertes inutiles de combustibles et amélioration de l'efficacité.
- Réalisation de revenus de la vente d'énergie, de capacité et de services complémentaires
- Électrification d'autres industries
- Renforcement de la capacité dans les collectivités d'accueil
- Occasions de partenariat avec les communautés autochtones
- Compensation carbone et marché du carbone
- Création d'emplois en construction
- Nouveaux emplois pour la main-d'œuvre qualifiée, les spécialistes et le personnel de soutien
- Paiement de taxes municipales, provinciales et fédérales
- Retombées pour les industries dérivées
- Possibilités d'investissement local

5 RÉSULTATS COMMENTÉS

5.1 POTENTIEL THÉORIQUE

Le SHP à circuit fermé est le plus répandu parmi les projets en cours de développement au Canada, et le seul pris en compte dans la présente étude. Au sens strict, ce critère a pour effet de sous-évaluer le nombre de sites potentiels et permet donc de répondre de manière prudente à la question centrale de cette recherche : « Le potentiel de SHP est-il suffisant pour répondre aux besoins des réseaux électriques? »

5.1.1 Potentiel théorique au Canada

La [Figure 1](#) montre une carte du potentiel théorique au Canada. Le nombre total de sites dépasse largement les 100 000, pour une capacité théorique totale de plus de 200 TW (200 000 GW), soit plus de 2 000 fois la capacité installée de l'hydroélectricité classique à l'échelle nationale.

Ces résultats reflètent simplement le fait que le pays regorge de plans d'eau et présente une topographie idéale pour le SHP. Cet immense potentiel dépasse largement les besoins du Canada, même à long terme. Toutefois, il est à noter que ces immenses ressources ne sont pas réparties de manière égale, même si l'on constate un certain potentiel partout, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard. De plus, la base de données de l'ANU ne comprend pas les sites de SHP situés au nord du 60^e parallèle au Nunavut, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.



Figure 1 Distribution du potentiel théorique de SHP au Canada

La [Figure 2](#) illustre la répartition inégale des sites, en nombre et en pourcentage, entre les provinces. La Colombie-Britannique et ses montagnes Rocheuses se taillent la part du lion (80 %), loin devant le Québec (10 %), Terre-Neuve-et-Labrador (6 %) et sa chaîne côtière et l'Alberta (2 %), qui abrite le flanc sec des montagnes Rocheuses. En comparaison, le nombre de sites en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse est somme toute négligeable.

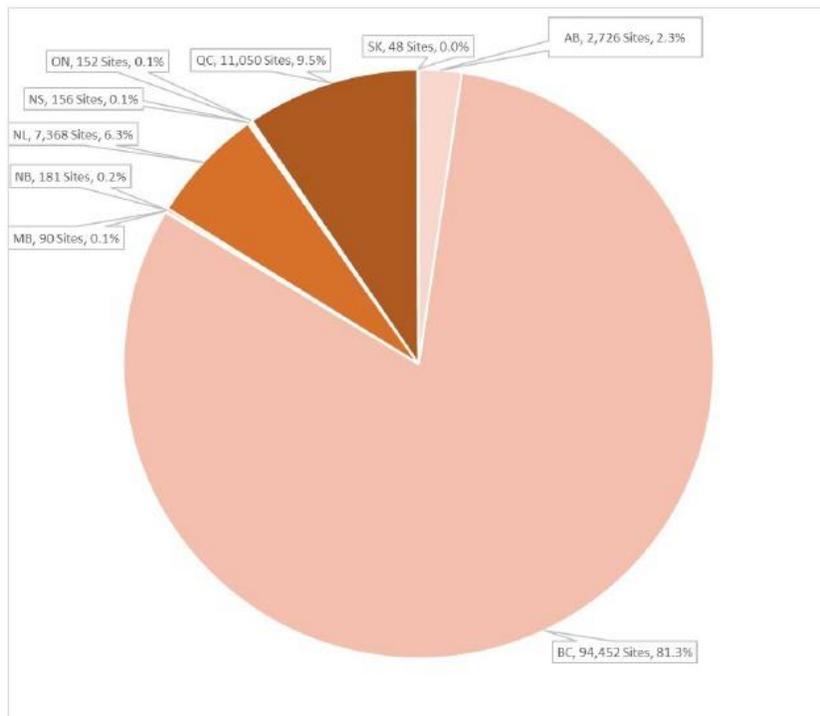


Figure 2 Ventilation du potentiel théorique de SHP par province

La [Figure 3](#) présente la forte corrélation entre l'emplacement des sites et les endroits riches en ressources éoliennes au Canada, corrélation qui indique une affinité naturelle entre les centrales éoliennes au facteur de capacité élevé et les stations de SHP qui peuvent stabiliser cette production avec leur capacité de stockage. Grâce à cette combinaison, notre bouquet énergétique pourrait être entièrement renouvelable et avoir une bonne capacité de suivi de charge. Des analyses technologiques et économiques plus poussées permettraient d'étudier les synergies précises dans une évaluation économique et multitechnologique. Toutefois, même en l'absence de ces études, la présence de ces synergies semble manifeste dans plusieurs endroits au Canada.

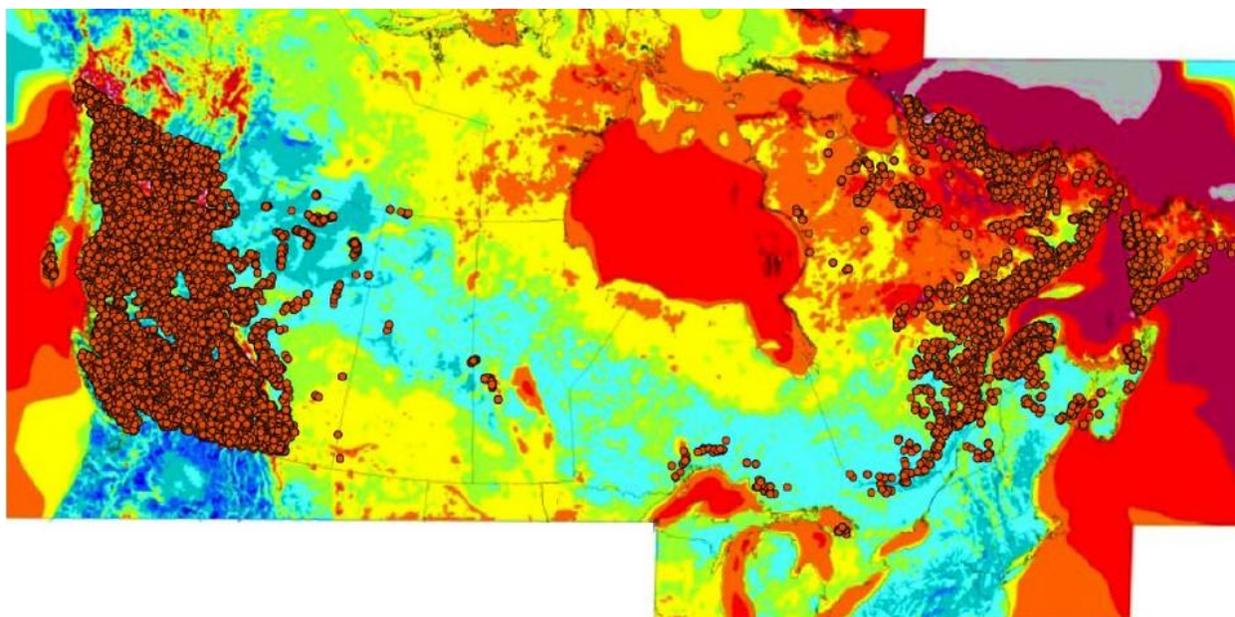


Figure 3 Potentiel théorique de SHP et ressources éoliennes au Canada (le rouge foncé indique des vents plus forts)

5.1.2 Potentiel théorique de Terre-Neuve-et-Labrador

Au Canada atlantique, c'est Terre-Neuve-et-Labrador, avec ses 7 368 sites, qui recèle le plus grand potentiel théorique, comme le montre la [Figure 4](#).

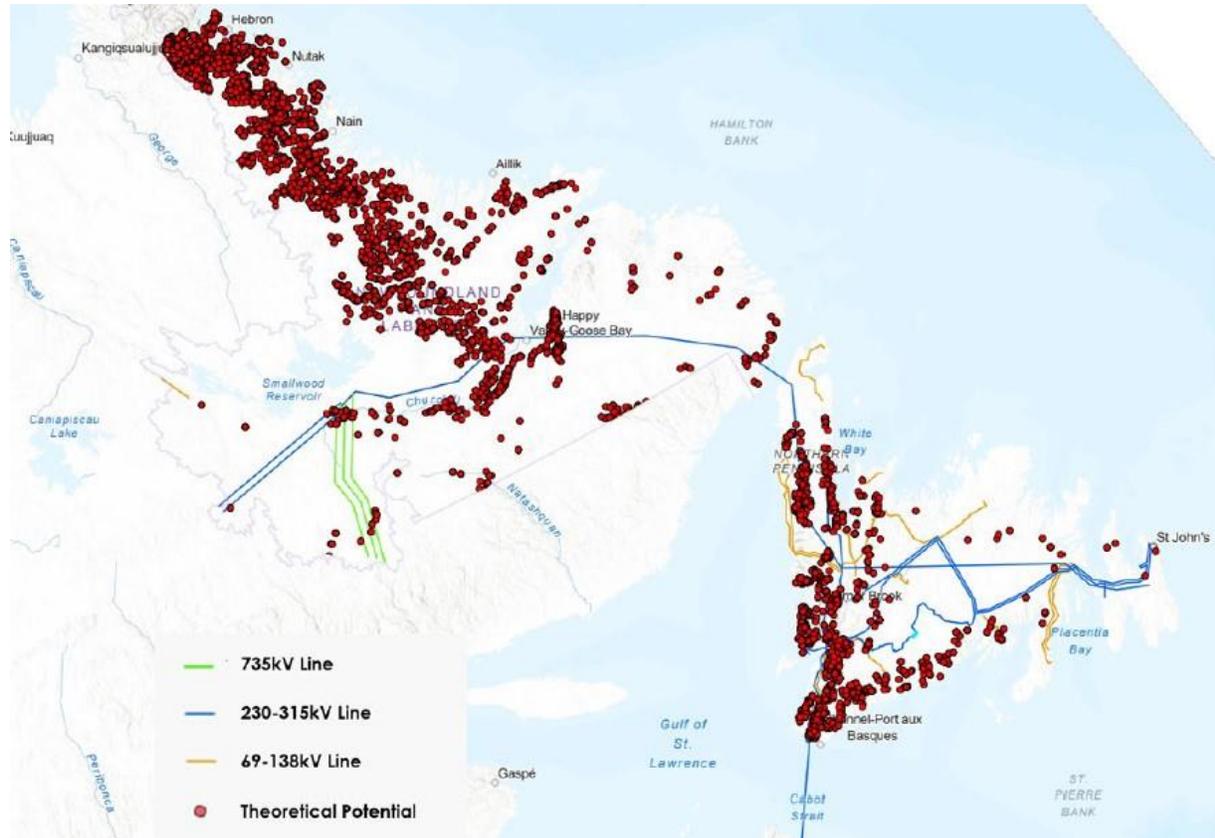


Figure 4 Distribution du potentiel théorique de SHP à Terre-Neuve-et-Labrador

5.1.3 Potentiel théorique des provinces maritimes : Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard

Dans les provinces maritimes, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick abritent des centaines de sites, tandis que l'Île-du-Prince-Édouard n'en compte aucun, comme le montre le [Tableau 0](#) :

Tableau 10 Sites théoriques au Canada atlantique

Province	Nombre de sites
----------	-----------------

Nouvelle-Écosse	156
Nouveau-Brunswick	181
Île-du-Prince-Édouard	0
Total	337

La [Figure 5](#) présente la distribution des sites à fort potentiel théorique.

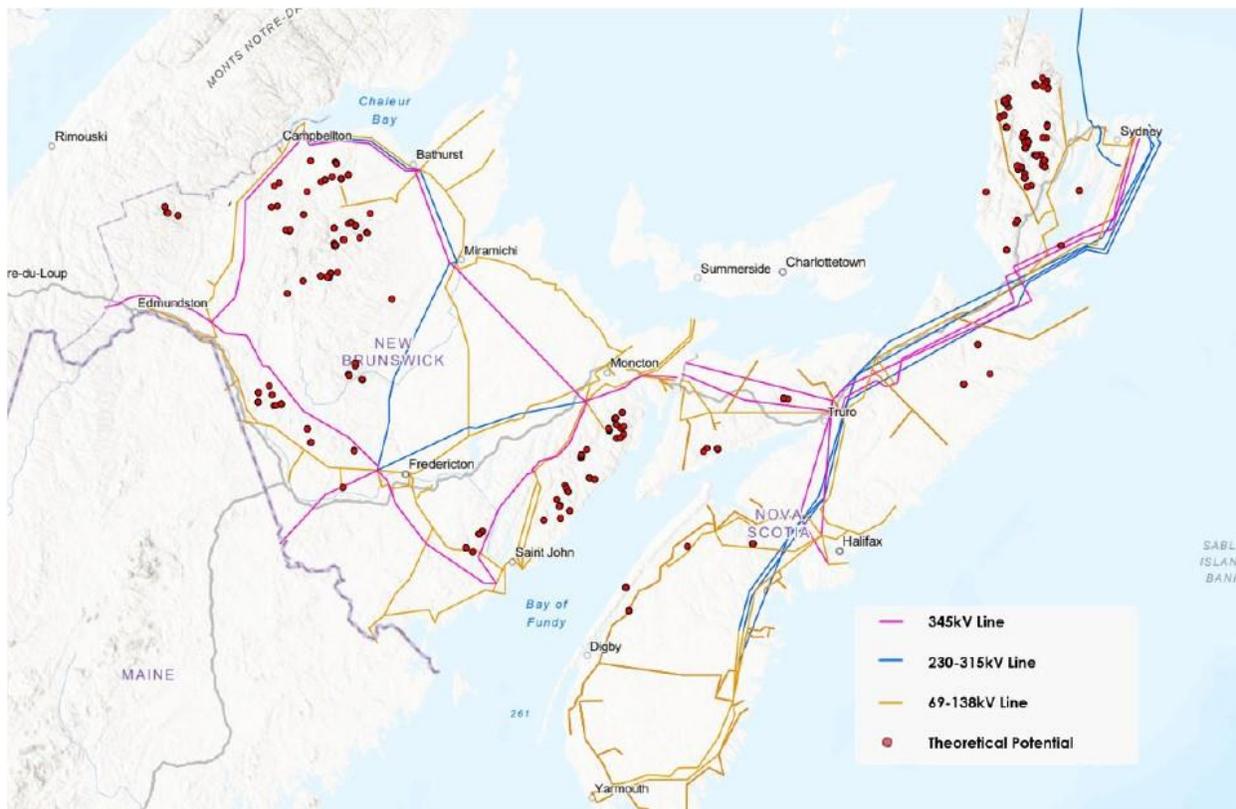


Figure 5 Distribution du potentiel théorique de SHP en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick

5.1.4 Potentiel théorique du Québec

Au Québec, province au deuxième rang après la Colombie-Britannique, 11 050 sites ont été répertoriés. La [Figure 6](#) présente la distribution des sites au plus fort potentiel théorique.

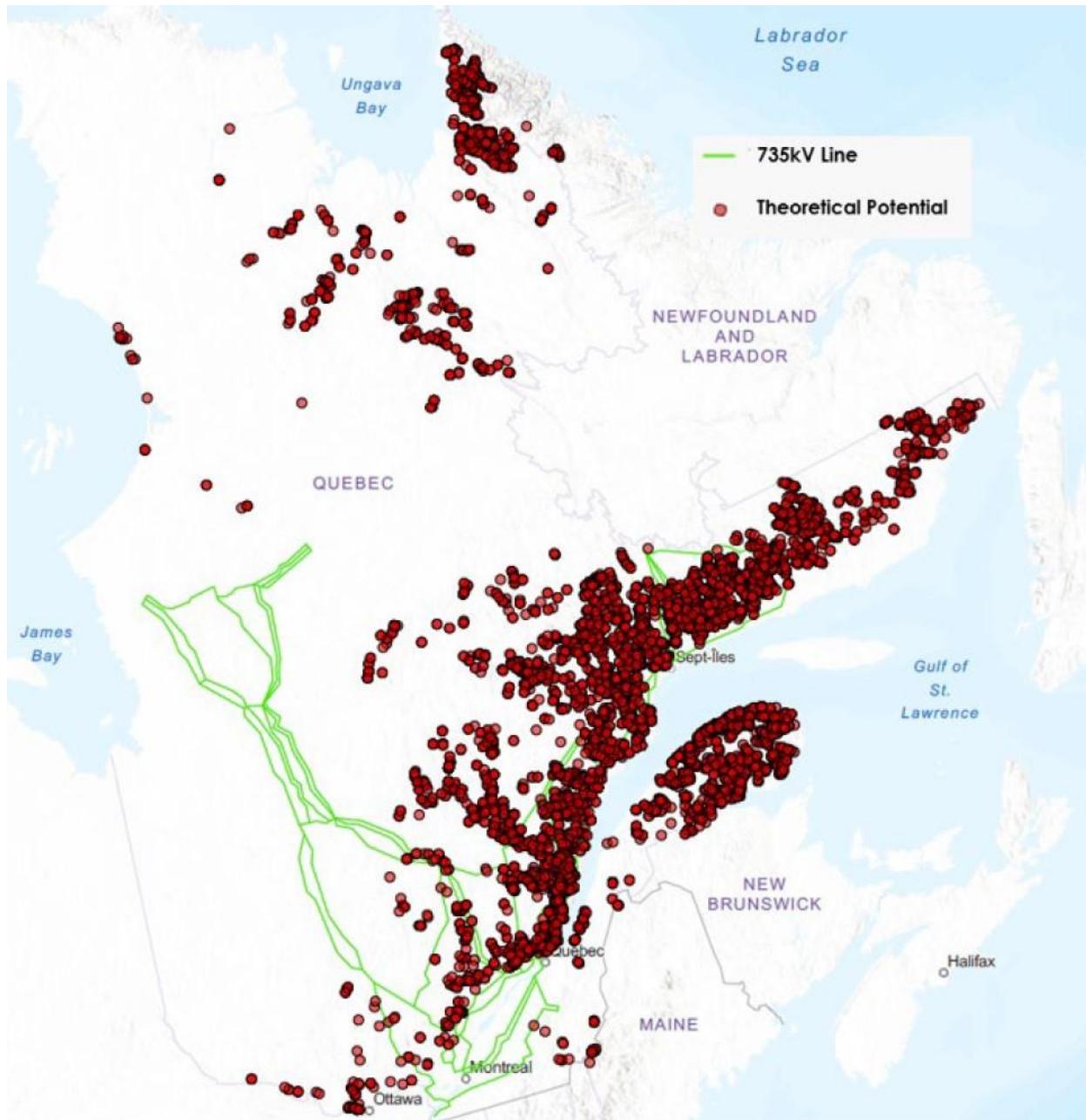


Figure 6 Distribution du potentiel théorique de SHP au Québec

5.1.5 Potentiel théorique de l'Ontario

En Ontario, 152 sites sont répertoriés; si cela représente un faible pourcentage du potentiel théorique au pays, c'est tout de même appréciable. La [Figure 7](#) présente la distribution des sites au plus fort potentiel théorique.

Le fait que les stations de SHP de Marmora, de Meaford, de Schreiber et de Steep Rock sont soit en développement, soit à l'étude dans la province, indique de toute évidence un intérêt marqué pour l'avancement de tels projets en Ontario.

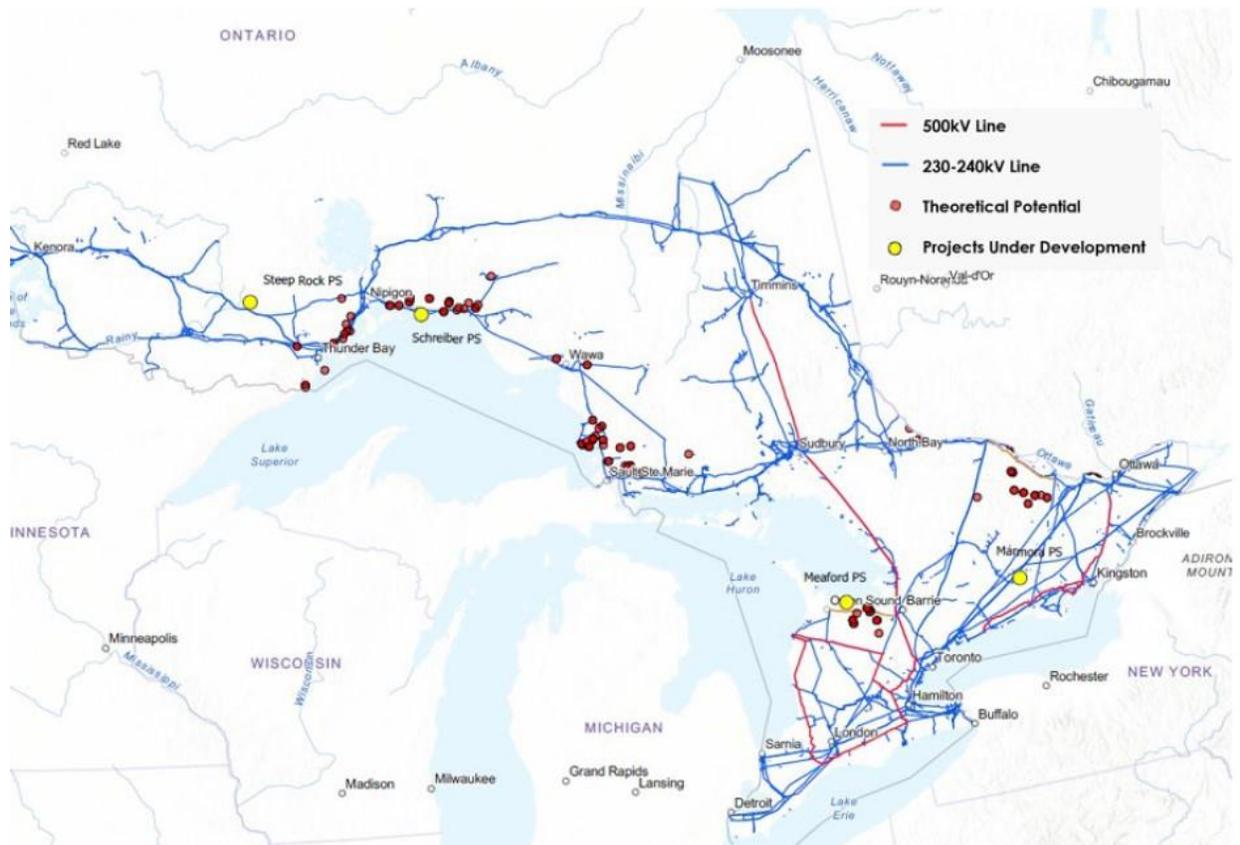


Figure 7 Distribution du potentiel théorique de SHP en Ontario

5.1.6 Potentiel théorique des Prairies : Saskatchewan et Manitoba

Dans les provinces des Prairies, on retrouve 90 sites de potentiel théorique au Manitoba et 48 en Saskatchewan. Avec sa topographie et son climat relativement sec, la région se prête moins au SHP. La [Figure 8](#) montre la distribution relativement clairsemée des sites au grand potentiel théorique répertoriés.

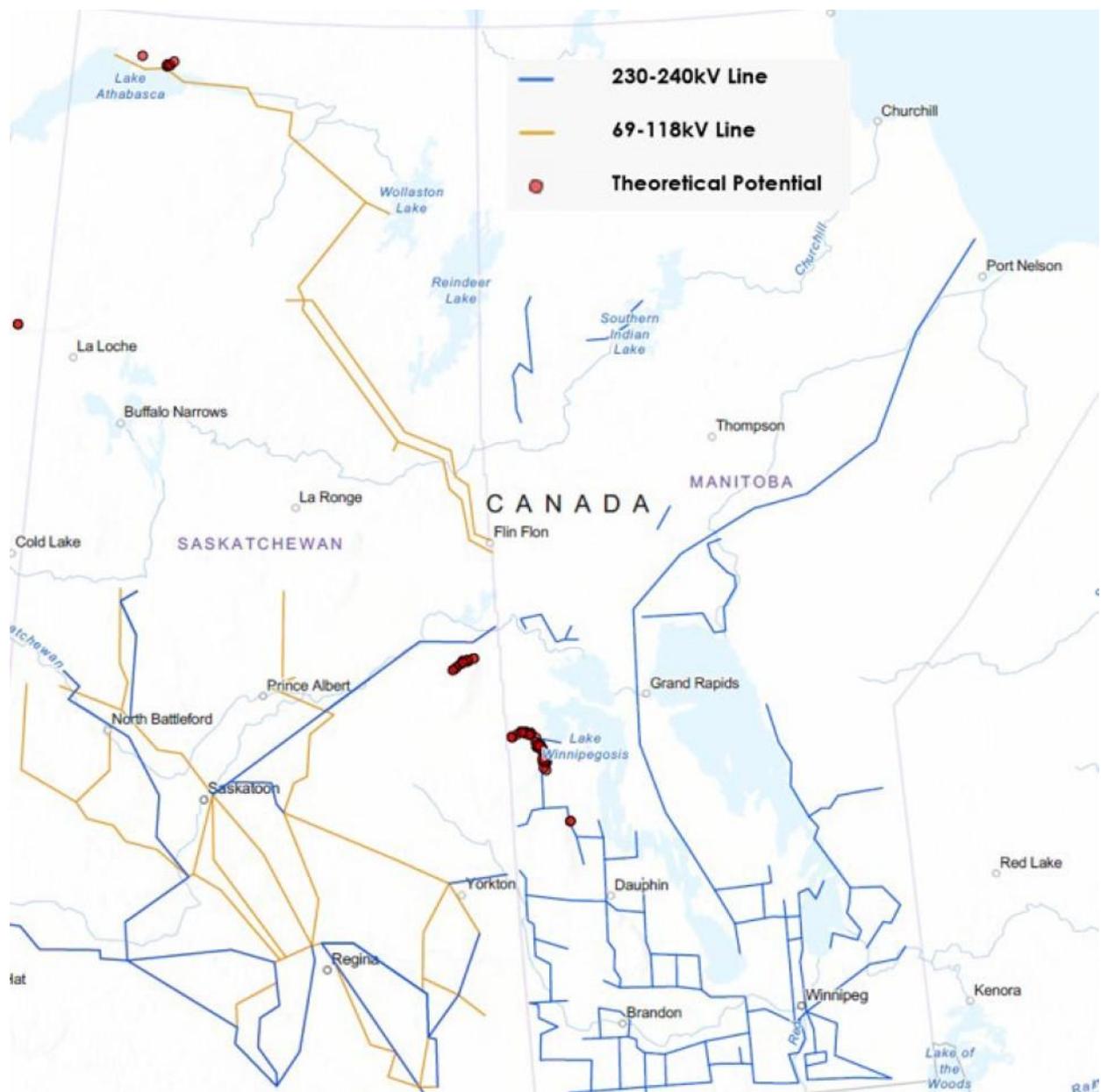


Figure 8 Distribution du potentiel théorique de SHP dans les Prairies

5.1.7 Potentiel théorique de l'Alberta

Comptant près de 2 700 sites, l'Alberta est l'une des provinces où le potentiel théorique est relativement élevé. La [Figure 9](#) montre l'emplacement des sites à fort potentiel théorique.

Avec les projets en cours de Canyon Creek et de Tent Mountain et celui de Revelstoke de l'autre côté de la frontière, en Colombie-Britannique, il est évident que le potentiel de SHP n'est pas que théorique, mais qu'il est plutôt déjà porté par des investissements dans le démarrage ou la définition de projets.

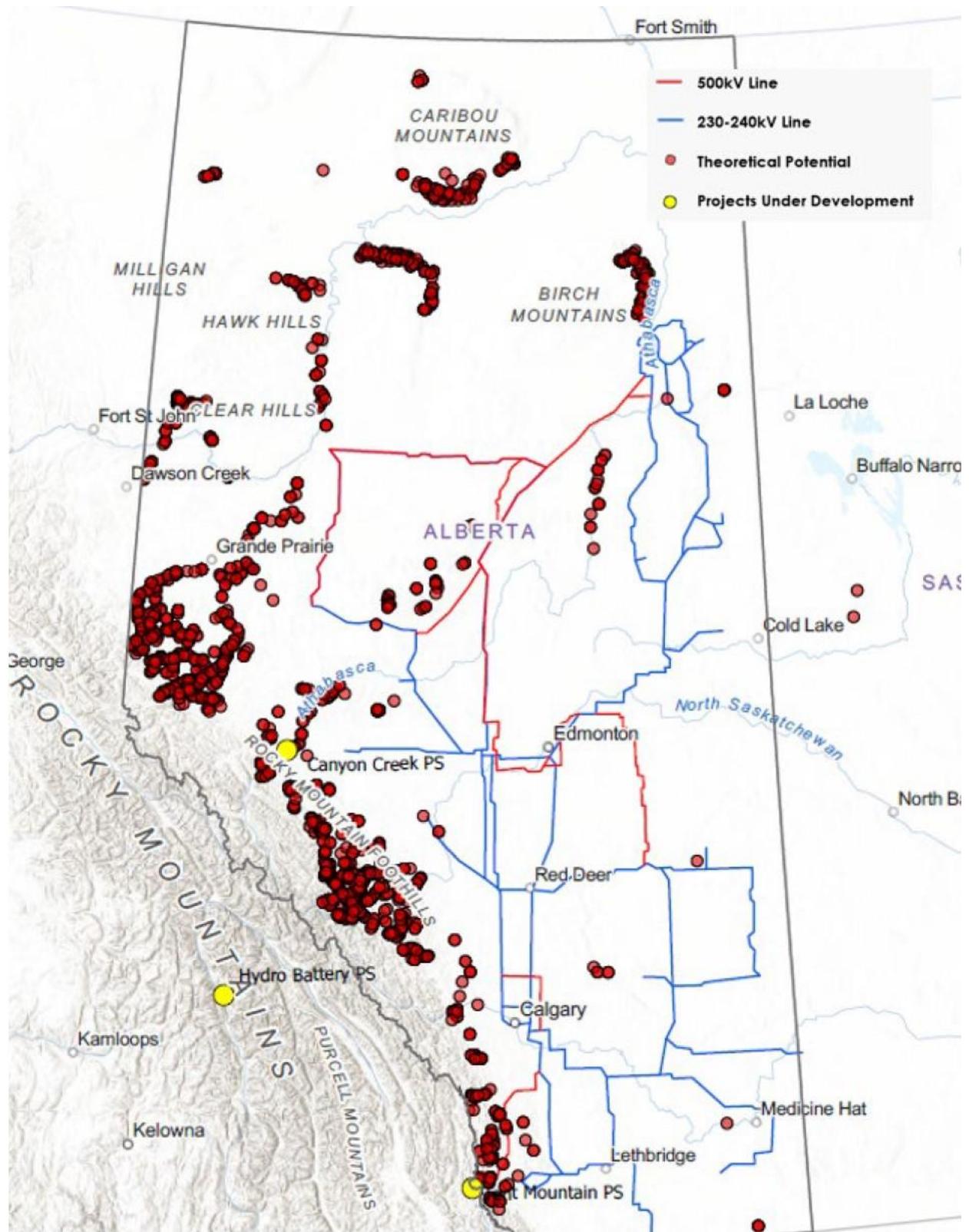


Figure 9 Distribution du potentiel théorique de SHP en Alberta

5.1.8 Potentiel théorique de la Colombie-Britannique

Sillonnée de hautes montagnes et balayée par des masses d'air humide provenant de l'océan Pacifique, la Colombie-Britannique présente un grand potentiel théorique. La [Figure 10](#) montre 94 000 sites possibles.

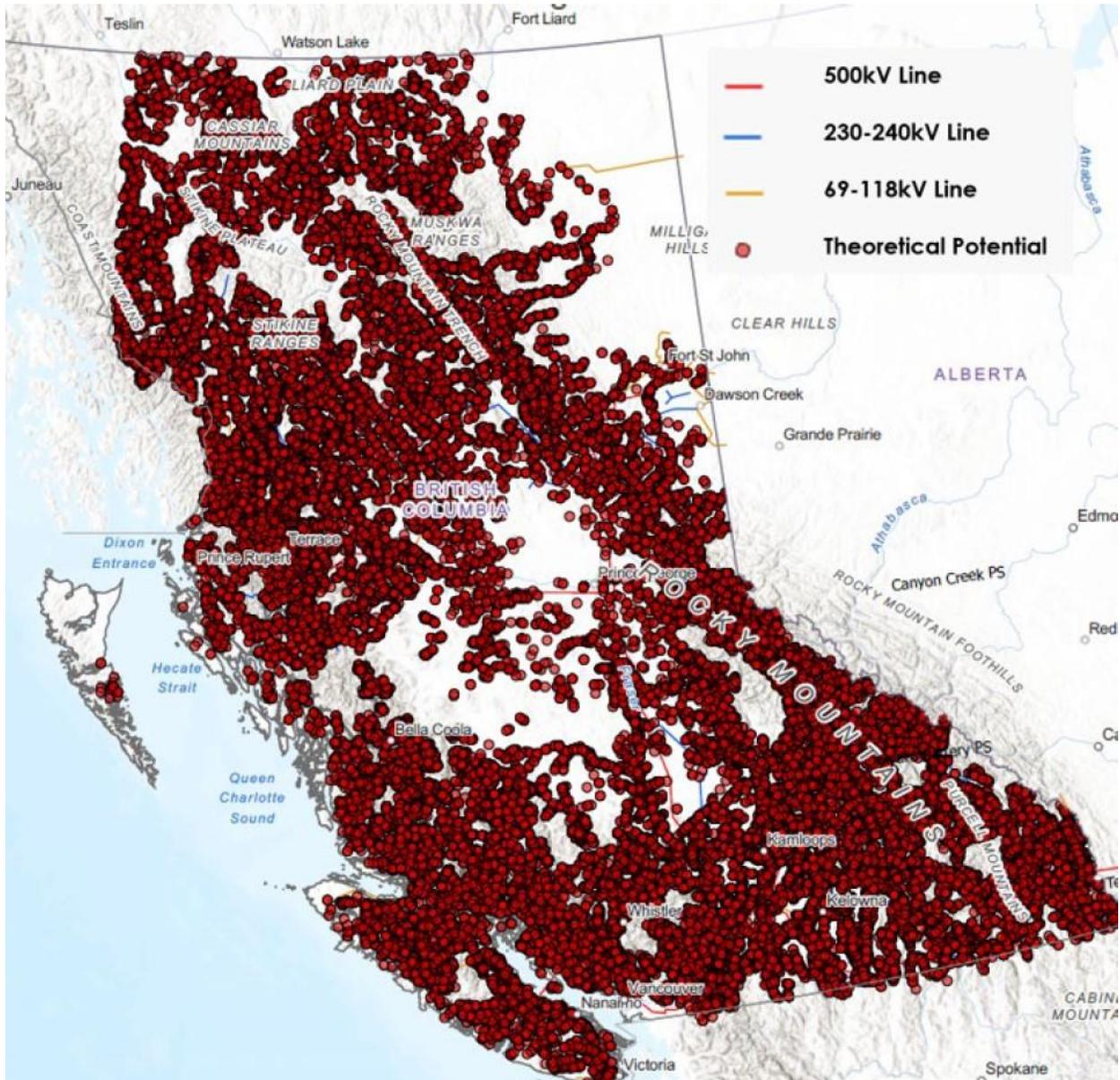


Figure 10 Distribution du potentiel théorique de SHP en Colombie-Britannique

5.1.9 Potentiel théorique du nord du 60^e parallèle : Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

La base de données de l'ANU ne comprend pas les sites de SHP au nord du 60^e parallèle. Même si ces endroits sont peu habités, la recherche de sites pourrait être indiquée dans le cadre d'études ultérieures, surtout dans un contexte où les projets miniers précipitent l'avancement de projets comme celui de la station de SHP du lac Moon d'Énergie Yukon.

5.2 Potentiel réaliste

5.2.1 Potentiel réaliste du Canada

Pour déterminer le potentiel réaliste, nous avons utilisé les facteurs de faisabilité abordés aux sections 3.3.1 à 3.3.4 – transport, ESG, constructibilité et technologie – pour modifier les coûts.

Des sites de potentiel théorique, 89 % ont été écartés parce qu'ils ne présentaient pas un attrait assez grand pour le potentiel réaliste de développement. Les cotes « potentiel réaliste moyen » et « potentiel réaliste élevé » ont été attribuées aux sites restants :

- Potentiel réaliste élevé : cote attribuée à 1 % des sites de potentiel théorique
- Potentiel réaliste moyen : cote attribuée à la tranche supérieure suivante, qui représente 10 % des sites

La distribution des sites au Canada n'est pas bien différente de celle du potentiel théorique présenté à la [Figure 2](#). La plupart se concentrent encore dans les hautes montagnes de la Colombie-Britannique et les zones élevées de la région de l'Atlantique.

L'ensemble des sites de potentiel réaliste élevé au Canada représente une capacité installée de plus de 8 000 GW, répartie dans près de 1 200 emplacements. Le [Tableau 1](#) présente le protocole utilisé pour appliquer les facteurs de faisabilité et parvenir graduellement, à partir des quelque 116 000 sites ayant un potentiel théorique, à dresser une liste des sites à potentiel réaliste élevé et moyen. Pour environ 85 % d'entre eux, on pourrait envisager le début des travaux dans un avenir rapproché (avant 2035), selon les délais de délivrance de permis établis pour le SHP et les structures de transport, à condition que les démarches commencent aujourd'hui.

Tableau 1 Tri graduel du potentiel théorique

	Number of Sites	Total Installed Capacity (MW)	Number of Sites	Total Installed Capacity (MW)
Theoretical Potential	116,383	222,796,251		
	High		Medium	
	1%		10%	
Realistic Potential w/o Cost Adjustments	3,385	17,747,889	25,431	88,532,889
Realistic Potential after Transmission Adjustment	2,159	13,827,889	16,890	74,023,500
Realistic Potential after Transmission and Constructability Adjustment	2,073	13,449,944	16,245	71,446,389
Realistic Potential after Transmission, Constructability and Equipment Adjustment	1,168	8,293,333	11,706	61,181,167
Realistic Potential	1,164	8,260,000	11,638	60,876,889
	By 2035	996	7,069,722	10,121
	By 2050	168	1,190,278	1,517
Realistic Potential	1,164	8,260,000	11,638	60,876,889

La [Figure 11](#) présente la distribution du potentiel réaliste de SHP élevé et moyen au Canada.

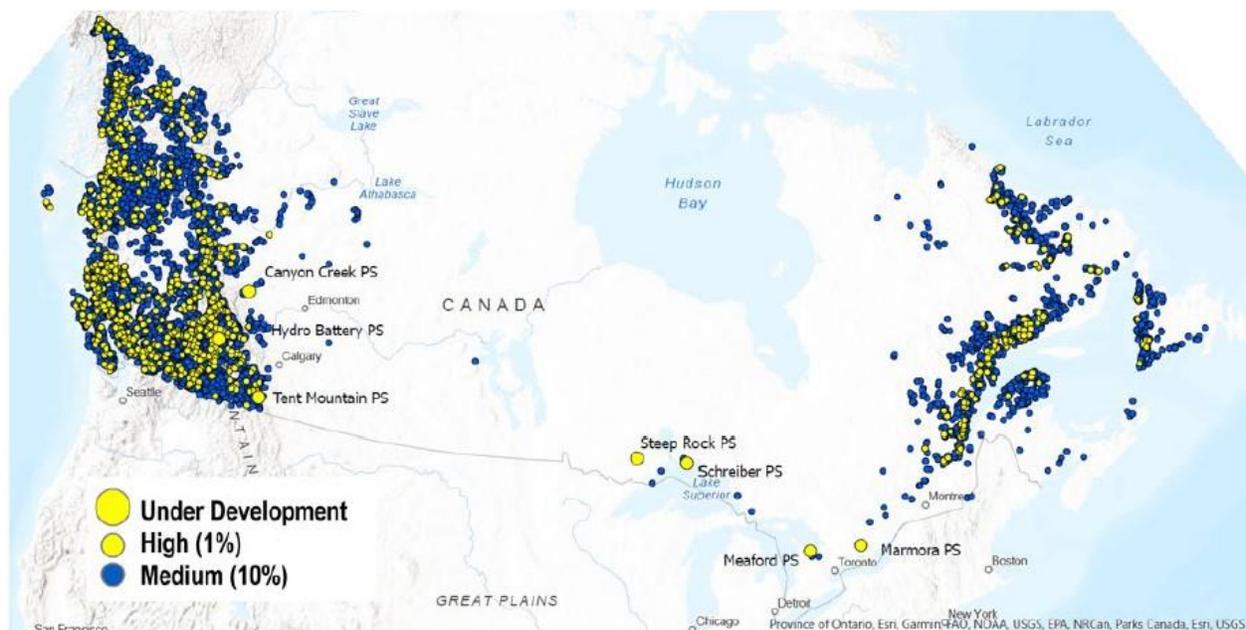


Figure 11 Distribution du potentiel réaliste de SHP au Canada

5.2.2 Potentiel réaliste de Terre-Neuve-et-Labrador

La [Figure 12](#) montre l'important potentiel réaliste de Terre-Neuve-et-Labrador. Les sites se concentrent à l'ouest de l'île et au Labrador, où le terrain montagneux permet une bonne hauteur de chute, et donc une densité énergétique de l'eau élevée. Ainsi, les coûts de construction par unité de capacité installée sont intéressants, même lorsque l'on tient compte de l'éloignement de certains sites par rapport aux structures de transport.

L'alliance internationale pour l'exportation de l'hydrogène vers l'Europe récemment scellée – facteur de potentiel réaliste déterminant dans la province – n'a pas encore été intégrée à l'analyse. Forte de cette nouvelle avancée, la région pourrait voir son potentiel d'énergie renouvelable connaître un essor et se révéler très intéressante pour le secteur du stockage d'énergie renouvelable au Canada.

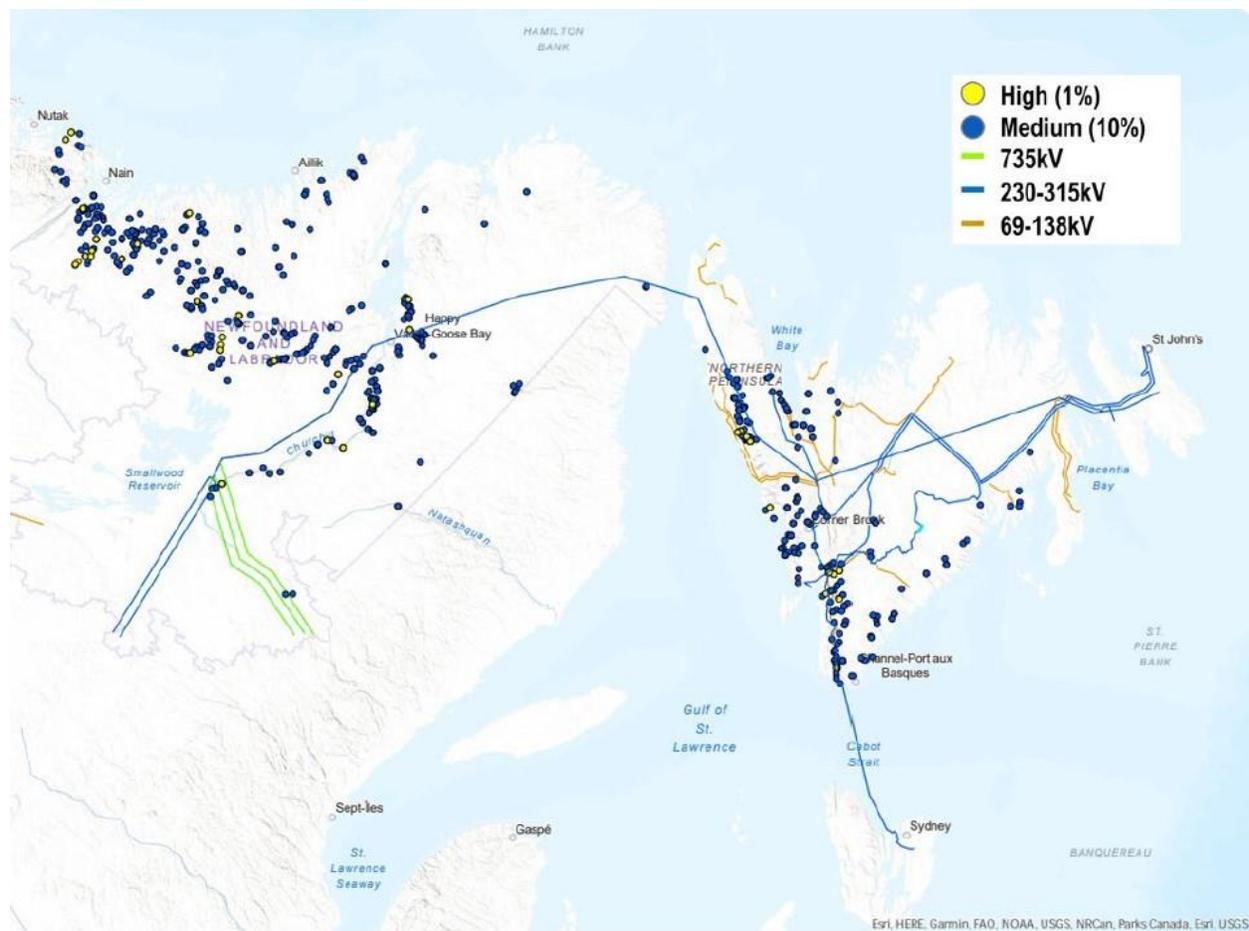


Figure 12 Potentiel réaliste de Terre-Neuve-et-Labrador

5.2.3 Potentiel réaliste des provinces maritimes : Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard

La [Figure 13](#) montre le potentiel réaliste des provinces maritimes. Seule une poignée de sites concentrés au Cap-Breton en Nouvelle-Écosse et le long de la baie de Fundy au Nouveau-Brunswick pourrait passer de la théorie à la pratique. Si des centrales marémotrices renouvelables voyaient le jour, ces sites deviendraient encore plus précieux pour stabiliser cette forme de production non mobilisable; toutefois, pour le moment, la production d'électricité provenant de l'océan demeure négligeable.

En Nouvelle-Écosse, la production thermique règne, et le bouquet énergétique du Nouveau-Brunswick accueille une grande part de nucléaire. Dans les deux cas, les capacités de suivi de charge sont limitées, ce qui indique que le SHP pourrait gagner en importance avec le temps. L'Île-du-Prince-Édouard ne présente aucun potentiel de SHP, malgré la contribution importante de la production éolienne non mobilisable au bouquet énergétique de la province. Pour stabiliser le réseau électrique sur l'île, on pourrait se pencher sur des moyens de le raccorder à des ressources de SHP sur le continent avec des câbles sous-marins.

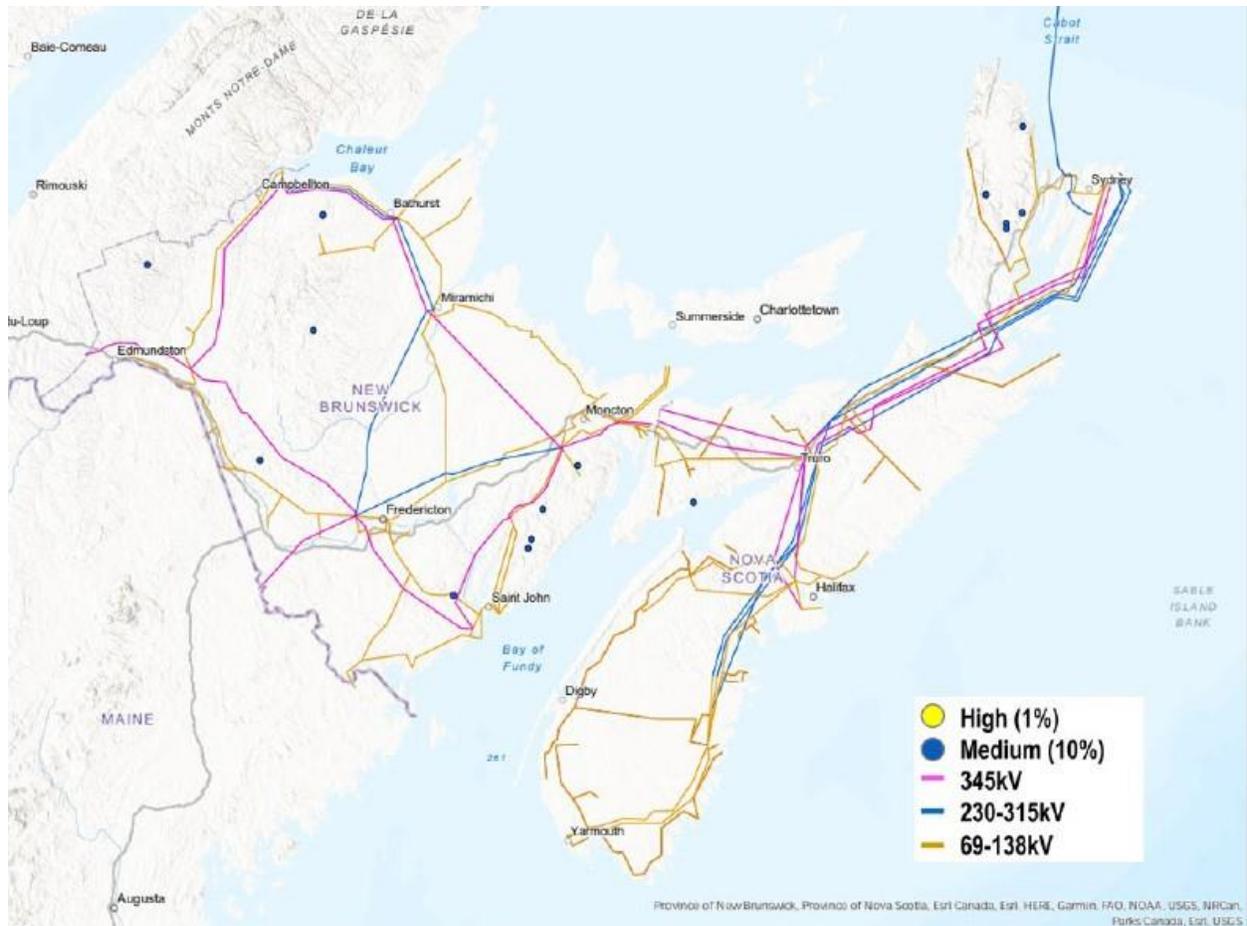


Figure 13 Potentiel réaliste de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick

5.2.4 Potentiel réaliste du Québec

Le Québec a un grand potentiel réaliste de SHP, mais regorge également de ressources d'hydroélectricité classique pourvues de grands réservoirs de stockage.

Ces nombreux sites se retrouvent surtout le long du fleuve Saint-Laurent et de son golfe. Ceux de la région de Matane, à proximité de grandes centrales éoliennes non mobilisables, sont bien situés. Les exportations transfrontalières en Nouvelle-Angleterre aux États-Unis sont déjà intégrées à la politique énergétique de la province et pourraient favoriser le développement du SHP. Un éventuel essor de l'hydrogène vert dans cette région pourrait amener le SHP à jouer un rôle essentiel dans la synthèse de ces sources d'énergie renouvelable.

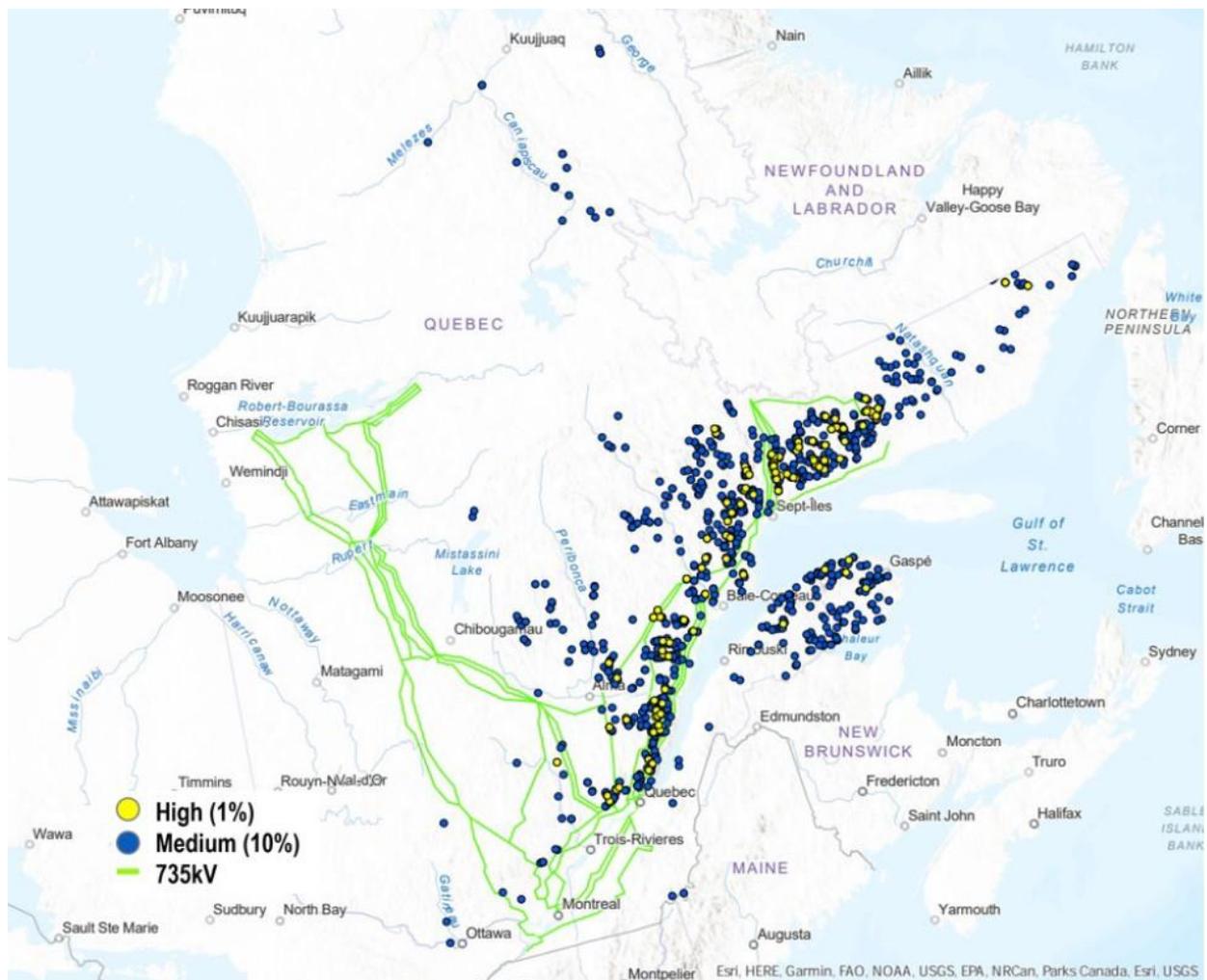


Figure 14 Potentiel réaliste du Québec

5.2.5 Potentiel réaliste de l'Ontario

La [Figure 15](#) montre des sites éparés au nord du lac Supérieur, dans les Blue Highlands et le long de la frontière avec le Québec. Toutefois, de manière générale, peu de sites présentent un intérêt dans la province. Ceux qui ne sont pas liés à un élément topographique naturel (qui utilisent une excavation minière comme réservoir, par exemple) sont écartés par le protocole qui sous-tend la présente étude. Les stations de Steep Rock et de Marmora sont des exemples de tels sites en cours de développement et montrent que le fait de bénéficier de certaines circonstances particulières peut présenter davantage d'intérêt. Lorsque le réservoir inférieur est l'un des Grands Lacs, comme c'est le cas pour la station de Meaford, le site est par définition exclu du potentiel théorique en raison de la présence d'un plan d'eau naturel qui en fait un site à circuit ouvert.

Le bouquet énergétique fortement nucléaire de l'Ontario ainsi qu'un programme qui encourage le développement de petits réacteurs modulaires et de l'énergie solaire et éolienne pourraient venir à terme modifier les besoins du réseau électrique et rehausser l'attrait du SHP dans la province.

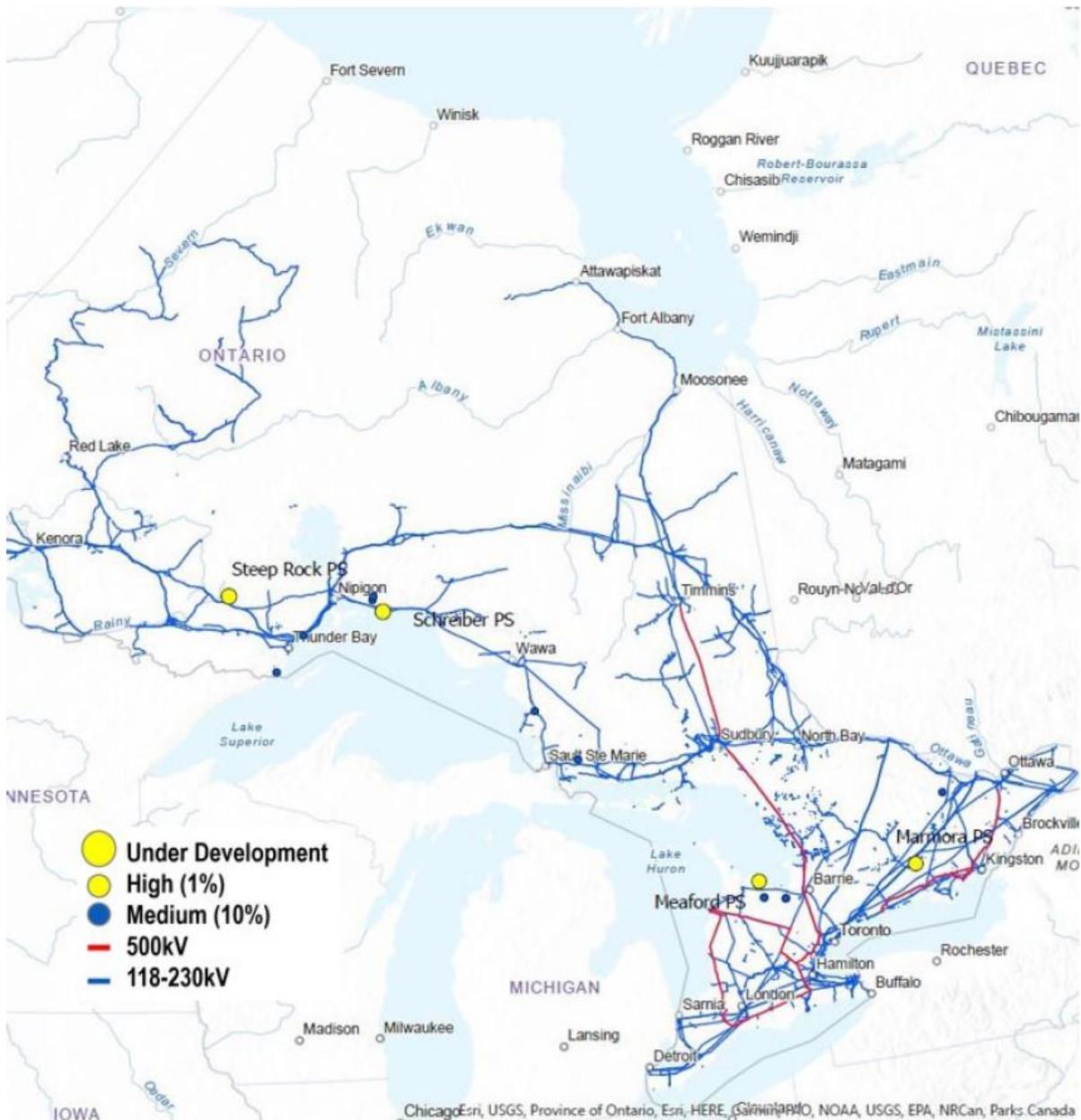


Figure 15 Potentiel réaliste de l'Ontario

5.2.6 Potentiel réaliste des Prairies : Saskatchewan et Manitoba

À la Figure 16, on peut voir qu'un seul site des provinces de la Saskatchewan et du Manitoba présenterait un intérêt dans le contexte canadien. Le terrain relativement plat combiné à un climat sec fait des Prairies un endroit peu propice au SHP, à l'exception d'un site isolé au potentiel réaliste moyen à proximité du lac Winnipegosis.

Avec un bouquet énergétique dominé par l'hydroélectricité classique, le Manitoba est moins susceptible de voir son climat devenir attrayant pour le SHP que la Saskatchewan, où l'on retrouve des centrales électriques thermiques et éoliennes.

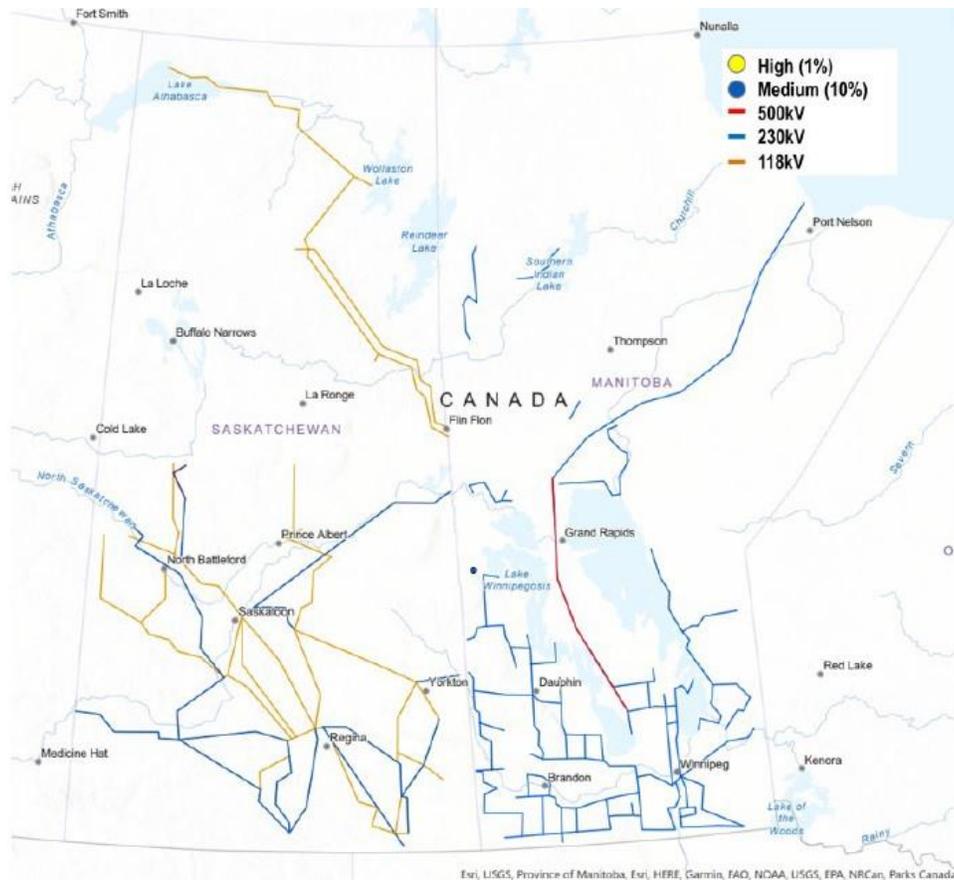


Figure 16 Potentiel réaliste des Prairies

5.2.7 Potentiel réaliste de l'Alberta

L'Alberta figure parmi les endroits les plus propices au développement du SHP, comme le montre la [Figure 17](#).

Les sites se concentrent surtout aux abords de divers terrains vallonnés et au pied des montagnes Rocheuses, même si la province n'est pas aussi choyée que la Colombie-Britannique voisine pour son terrain et l'accessibilité à l'eau.

Un bouquet énergétique à réponse lente dominé par le thermique est propice au développement du SHP, comme en témoigne l'abondance de sites en développement connus dans la province et à proximité.

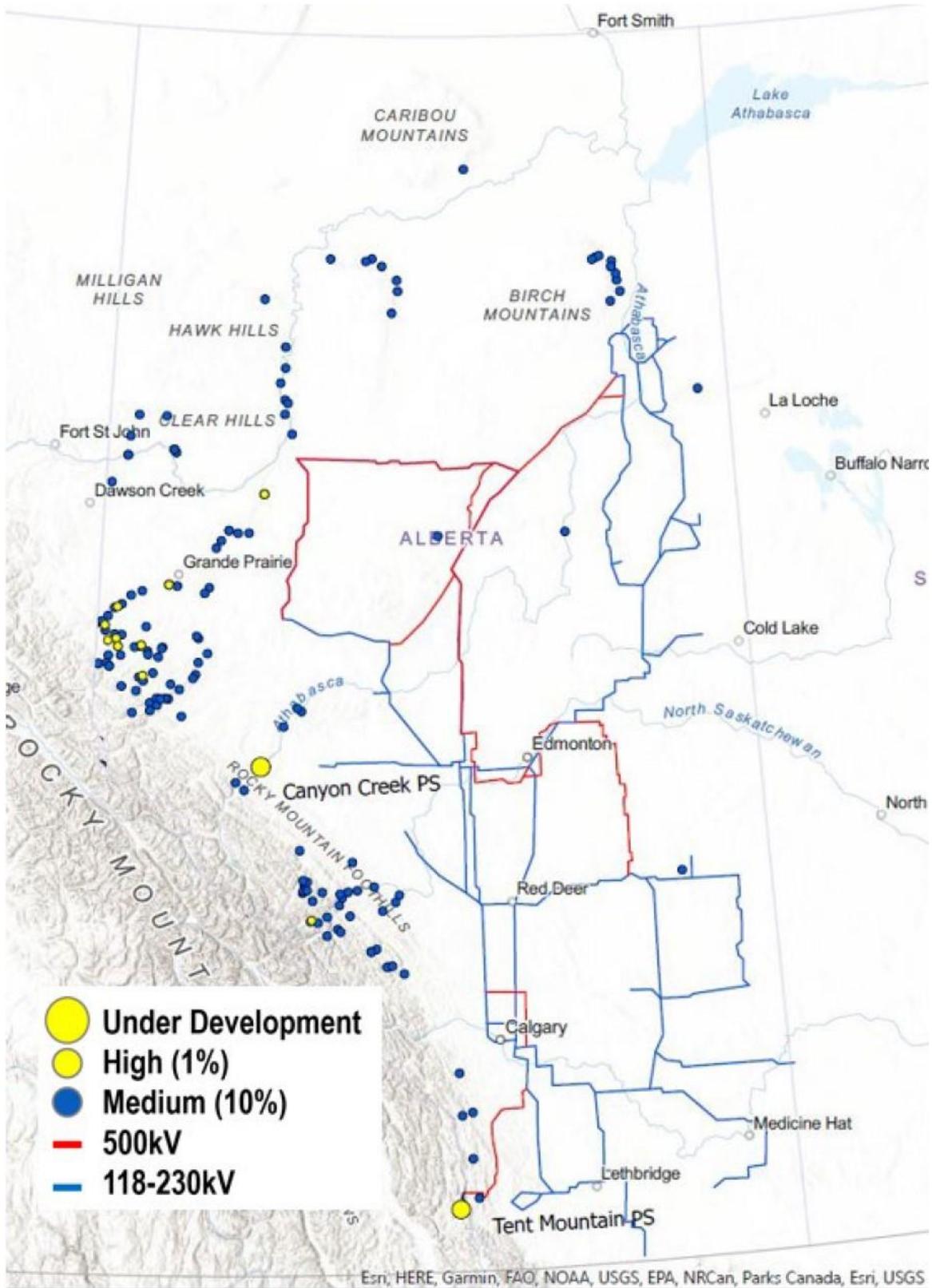


Figure 17 Potentiel réaliste de l'Alberta

5.2.8 Potentiel réaliste de la Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique, où se trouvent la majorité des sites, conserve la tête pour son potentiel réaliste au Canada.

Pour le coût seulement, la [Figure 18](#) montre des sites sur les îles du Pacifique, le long des montagnes Rocheuses et vers l'intérieur jusqu'à la frontière de l'Alberta, de la frontière de Washington au sud jusqu'à l'extrême nord de la province, à la frontière de l'Alaska.

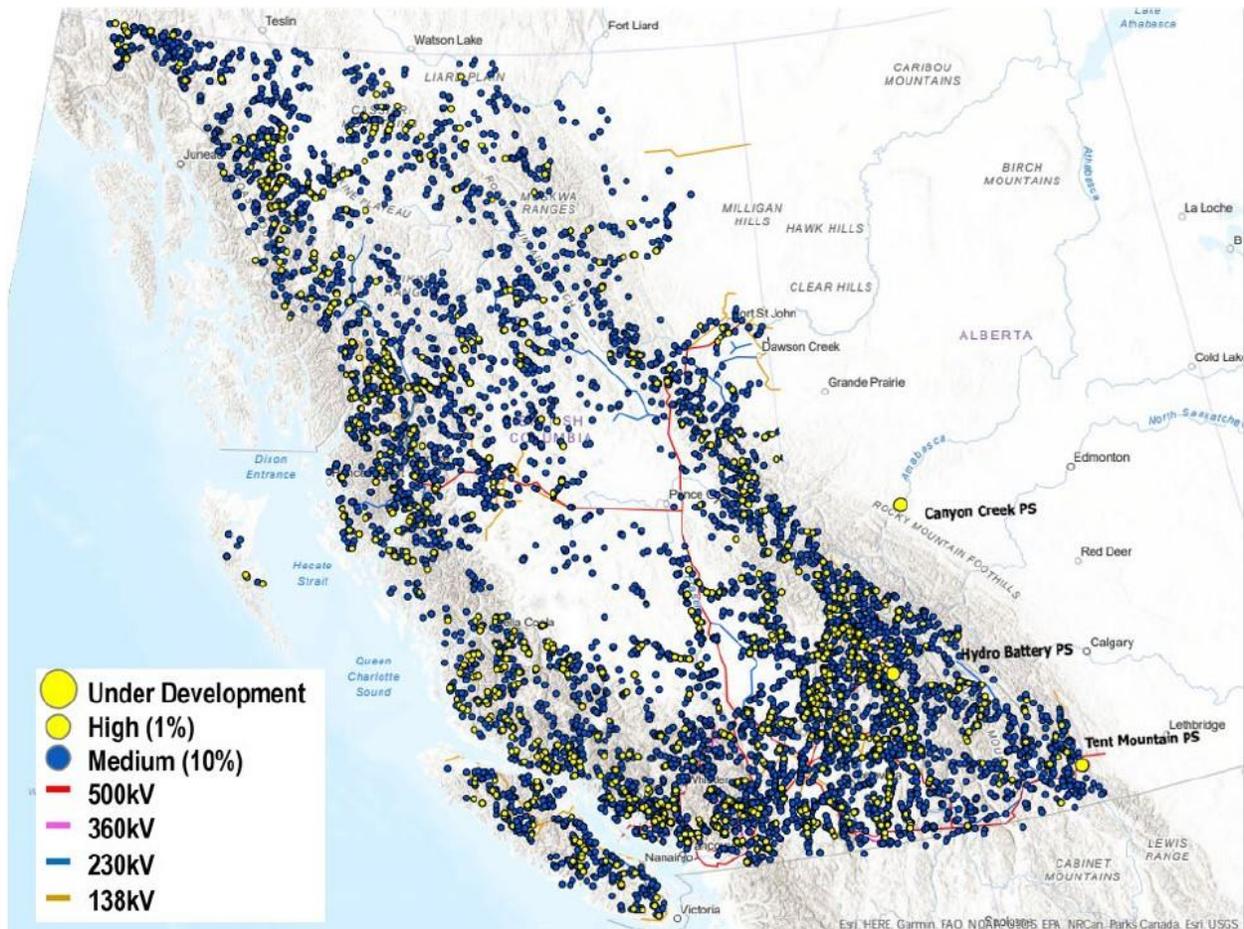


Figure 18 Potentiel réaliste de la Colombie-Britannique

6 PERSPECTIVES D'ACTEURS DU MARCHÉ

Nous avons sollicité plus de 30 entreprises; de ce nombre, 60 % ont répondu à notre questionnaire sur leurs activités dans le champ du stockage par pompage (annexe E). Cette section résume les commentaires reçus et les classe en deux catégories : entreprises sans projet de SHP et entreprises avec projet de SHP.

6.1 CENTRALES SANS PROJET DE STOCKAGE HYDROÉLECTRIQUE PAR POMPAGE

Brookfield Renewable Canada ne prévoit pas participer au marché du SHP au Canada et n'a aucun projet en ce sens. L'entreprise invoque l'impression que de grands obstacles réglementaires rendent les projets risqués, incertains et, au mieux, plutôt longs. De tels projets demandent également des investissements très importants et les marchés de l'électricité n'accordent pas assez de valeur au stockage à long terme. Pour encourager les projets de SHP, le gouvernement devrait accélérer les processus d'approbation et éliminer des obstacles réglementaires, en plus de mettre en place des incitations fiscales et de prévoir des mécanismes de financement plus intéressants. Enfin, Brookfield aimerait également connaître la vraie valeur du stockage par pompage, y compris celle des crédits d'énergie renouvelable et des avantages pour la stabilité du réseau et l'ajout de sources d'énergie renouvelable intermittentes.

D'autres services publics – FortisBC, Manitoba Hydro, Newfoundland and Labrador Hydro, Columbia Power, Nelson Hydro et SaskPower – qui n'avaient pas de projets de SHP dans les cartons pour des raisons surtout économiques, ont donné des réponses plus brèves. Elles ont également dit ne pas avoir de projet de SHP à court terme. Nelson Hydro a pour sa part ajouté que le stockage par pompage était trop coûteux pour un petit service municipal qui produit peu d'électricité.

Un service public (qui a demandé à ce que l'on préserve son anonymat) a mentionné avoir étudié la possibilité de projets de SHP, mais s'être heurté à des obstacles, c'est-à-dire la difficulté de mettre en perspective l'analyse des répercussions environnementales locales du SHP conjuguée à la nécessité d'encourager l'utilisation du renouvelable. L'industrie se tourne vers le solaire et l'éolien parce que leurs répercussions environnementales leur paraissent plus acceptables que celles de l'hydroélectricité, mais cela implique encore des contraintes majeures sur le plan de la gestion de l'électricité et de l'énergie et, le plus souvent, la responsabilité de la surveillance de l'équilibre du réseau électrique revient à l'exploitant du réseau ou du marché. La capacité garantie sera un grand facteur limitant la pénétration des sources d'énergie renouvelable dans l'avenir. Les autorités de réglementation et les entités gouvernementales devront comprendre l'importance de la relation entre cette capacité garantie et la fiabilité, et faire en sorte d'atteindre un juste équilibre.

6.2 CENTRALES AVEC PROJET DE STOCKAGE HYDROÉLECTRIQUE PAR POMPAGE

Énergie Yukon a un projet de SHP qui s'inscrit dans son plan de ressources décennal, celui de Moon Lake. Le plan de ressources est accessible au public sur son site Web. Énergie Yukon manquait de temps et de ressources pour donner plus de détails sur le projet.

Newfoundland Labrador Hydro a répondu avoir écarté les projets de SHP comme solution pour augmenter sa capacité par le passé pour des raisons financières. Toutefois, en 2023, elle analysera la

possibilité de recourir au stockage par pompage comme ressource, probablement à la fois pour des structures existantes et de futurs projets d'hydroélectricité. Étant donné l'abondance de sites éoliens potentiels sur la côte nord-est du Labrador, on peut penser que l'analyse sera fructueuse.

Ontario Power Generation a étudié des possibilités en la matière et a un projet de développement de SHP. Le projet de Marmora, qui en est actuellement à la phase de démarrage, aurait un débit de 400 MW, une capacité de 2 GWh et environ 65 MW de débit minimal. L'entreprise est copropriétaire du projet avec Northland Power Inc. Il est attenant au village de Marmora, en Ontario, à 2 km au sud-est du centre-ville, soit environ à mi-chemin entre Toronto et Ottawa. Il s'agit d'un système à circuit fermé; un trou d'excavation d'une mine de fer abandonnée sert de réservoir inférieur et le déblai de la mine à ciel ouvert réaménagé sert de réservoir supérieur. Le projet serait relié au couloir de 230 KV de Hydro One situé à environ 10 km au nord de Marmora. La hauteur de chute varie; la dénivellation de la conduite forcée est d'environ 260 mètres. Plus de 70 % des dépenses de l'entreprise seraient effectuées au Canada.

Le projet de Marmora aurait de multiples retombées économiques au Canada et en Ontario :

- En raison de l'examen d'étape 2 du projet mené actuellement par la SIERE, les retombées économiques directes et le coût du stockage et de la production de l'électricité demeurent confidentiels pour le moment.
- Contrairement à d'autres technologies de stockage, la plupart des coûts de construction sont réinvestis dans les entreprises et la main-d'œuvre du Canada.
- Le projet transforme une responsabilité de la Couronne, soit la réhabilitation des sites miniers (la mine de Marmora ayant été abandonnée en 1978 avant les exigences de réhabilitation) en une structure durable (> 90 ans) et écologique pour l'Ontario.
- Le projet facilite la décarbonisation de l'économie canadienne en stockant l'excédent d'énergie propre généré pendant les périodes de surplus, et en produisant de l'électricité pendant les périodes de pointe afin de réduire la demande de production au gaz.
- Les bénéfices pour le tourisme et l'économie du coin pourraient atteindre 35 M\$ par année, selon les estimations.

En matière de transport, Ontario Power Generation prévoit que l'emplacement du projet de Marmora ne ferait pas l'objet de contraintes directes. L'électrification de l'économie en cours créera des goulots d'étranglement qui modifieront la courbe de demande en électricité à considérer pour l'investissement dans un projet de production. Pour les aspects environnementaux, sociaux et réglementaires, les obstacles au projet de Marmora ne vont pas au-delà de ce qui est prévu et raisonnable. Comme le projet de SHP de Marmora est un système à circuit fermé et implique le réaménagement d'une mine abandonnée, il y a peu ou pas de répercussions négatives sur la pêche, les voies navigables, les espèces sauvages, l'agriculture, le tourisme, la flore ou la faune. La communauté du coin est enthousiaste à l'idée de revitaliser l'économie locale et de donner une nouvelle vie à une mine abandonnée. Les Premières Nations réitèrent leur engagement et se montrent généralement favorables. Il n'y a pas d'obstacles en particulier sur le plan de la constructibilité au-delà de ceux auxquels on pourrait s'attendre pour un projet de production du même genre. Le projet dispose d'un grand bassin de main-d'œuvre et jouxte une importante autoroute. Les menaces à court terme concernent les contraintes de chaîne d'approvisionnement et les pressions inflationnistes. Il n'y a pas d'obstacle particulier concernant la technologie qui convient; toute technologie susceptible d'améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités contribue à justifier le projet. Il n'y a pas d'enjeu particulier quant au potentiel de stockage d'énergie. Il peut être difficile de conclure des contrats pour des actifs à long terme et à coût d'immobilisation élevé

que pour des actifs à plus courte durée de vie ou émettant des gaz à effet de serre. Les procédés auxquels recourent les exploitants de réseau pour comparer les actifs peuvent être mal adaptés à l'évaluation de projets de SHP, ce qui peut poser problème lorsque vient le temps de justifier les dépenses en immobilisations. Il peut être difficile d'évaluer de manière juste le SHP, car les services fournis dans leur ensemble peuvent être sous-estimés; en effet, les avantages du SHP vont au-delà de la capacité et bonifient les services de réserve par ses fonctions de réserve de fonctionnement, de réglage de production automatisé et de régulation de tension. Le fait de ne regarder que les avantages pour les usagers d'hydroélectricité, plutôt que ceux pour l'ensemble des contribuables ou de l'économie de l'Ontario, nuit à des approches novatrices comme celle du projet de la station de Marmora, qui, par la transformation d'une mine abandonnée, s'acquitte de la responsabilité de la Couronne (du contribuable) qui consiste à réparer les dommages. Il serait avantageux de considérer plus largement la valeur pour l'ensemble de la province dans l'évaluation des projets de SHP.

Le transport bénéficierait d'un plan plus progressif et prospectif et d'investissements associés à l'augmentation de l'électrification pour que les structures de production soient plus au fait des capacités de transport attendues à l'avenir. Les approbations du transport et la construction semblent traîner derrière la demande de production et de stockage d'énergie propre. L'élaboration d'une stratégie nationale pour améliorer les structures de transport, et, en quelque sorte, pour faciliter le raccordement des centrales de SHP aux ressources d'énergie renouvelable variables pourrait accélérer l'atteinte des objectifs de carboneutralité. Du point de vue des marchés de l'électricité, un renouvellement de l'approche utilisée pour examiner les immobilisations durables pourrait souligner la valeur du SHP par rapport à d'autres technologies.

La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), située dans la province de l'Ontario, a analysé le potentiel de projets de SHP, et est en pourparlers concernant les projets de SHP suivants : Marmora, Meaford et Schreiber, qui ensemble ont une capacité d'environ 1 800 MW. Les trois projets en sont à l'étape 2 du processus d'évaluation de proposition spontanée. Il est à noter que la SIERE ne possède pas d'actifs et négocie des contrats avec des promoteurs pour concevoir, construire, commander et exploiter les centrales. L'entièreté des dépenses de l'entreprise est faite au Canada. De manière générale, les deux plus gros obstacles aux progrès du SHP sont les dépenses d'investissement et le temps nécessaire pour construire les centrales. La SIERE croit qu'un financement public et la participation active de la Banque d'infrastructure du Canada pourraient accélérer le déploiement des projets de SHP.

7 CONCLUSION

Les constats qui ont émergé de l'évaluation présentée dans ce rapport sont les suivants :

- Le SHP est une technologie éprouvée fondée sur l'hydroélectricité classique. Les sites pouvant accueillir une hauteur de chute élevée sont généralement plus attrayants en raison de leur densité énergétique et l'accessibilité à l'eau est une condition essentielle. Les aspects technologique et environnemental du SHP sont bien développés.
- La station peut être équipée de pompes-turbines réversibles ou de groupes ternaires ou quaternaires. Chacun de ces systèmes a ses avantages, mais les pompes-turbines seraient l'option la plus économique. Le choix de l'équipement se fait en fonction de l'optimisation des besoins du réseau et des débouchés commerciaux.
- Les sites peuvent utiliser des réservoirs existants ou des plans d'eau naturels comme bassins de stockage. Toutefois, les systèmes en circuit fermé offrent des avantages sur le plan de l'incidence environnementale et de l'autonomie.
- La capacité du SHP à répondre rapidement à des changements de charge ou à la variabilité de la production d'énergie renouvelable non mobilisable, comme le solaire ou l'éolien, fait ressortir l'utilité du SHP comme agent stabilisateur dans un réseau, d'autant plus que l'énergie renouvelable non mobilisable est de plus en plus présente sur le marché.
- Dans le contexte mondial, il est urgent que le Canada développe le SHP s'il souhaite rendre son bouquet énergétique entièrement renouvelable d'ici 2035, ou même 2050.
- Dans certaines régions du Canada, où l'on envisage de développer l'hydrogène vert, la compatibilité de cette technologie avec le SHP et les sources d'énergie renouvelable variables pourrait être synthétisée pour le bien général du portefeuille énergétique canadien de l'avenir.
- Avec plus de 100 000 sites répertoriés et plus de 200 TW (200 000 GW) de capacité potentielle, le potentiel théorique du SHP au pays n'a en pratique pas de limite.
- Ce potentiel est réparti de manière inégale; la Colombie-Britannique est loin devant, suivie du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador.
- La distribution géographique de ce potentiel théorique est en étroite relation avec les ressources éoliennes du pays, qui permettent l'exploitation d'une synergie pour produire de l'électricité entièrement renouvelable et mobilisable.
- Pour mesurer le potentiel réaliste, les sites ont été évalués au moyen de facteurs de faisabilité :
 - Proximité avec les structures de transport et coûts de raccordement
 - Contraintes environnementales et sociales susceptibles de provoquer des conflits ou de concrétiser des possibilités concernant les intérêts et les terres protégées des Premières Nations
 - Constructibilité de l'infrastructure d'accès au terrain et adéquation des conditions du sol pour la construction
 - Pertinence et effet de coût des différents types de technologies
- Pour déterminer le potentiel réaliste, un protocole a été utilisé. La cote « potentiel réaliste moyen » a été attribuée à 10 % des sites de potentiel théorique et la cote « potentiel réaliste élevé » à 1 % d'entre eux.

- L'ensemble des sites de potentiel réaliste élevé au Canada représente une capacité installée de plus de 8 TW (8 000 GW), répartie dans près de 1 200 emplacements.
- Pour environ 85 % de ces sites, on pourrait envisager le début des travaux dans un avenir rapproché (avant 2035), selon les délais de délivrance de permis établis pour le SHP et les structures de transport, à condition que les démarches commencent aujourd'hui.
- Comme pour les sites de potentiel théorique, les sites de potentiel réaliste sont répartis de manière inégale sur le territoire : la Colombie-Britannique est au premier rang, suivie du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Les stations de SHP en cours d'aménagement se concentrent dans deux provinces en particulier : l'Ontario et l'Alberta.
- Les commentaires d'une trentaine de promoteurs de SHP au pays ont été sollicités et la majorité a répondu à l'appel.
- À l'exception d'Ontario Power Generation, les services publics provinciaux n'ont manifesté aucun intérêt pour des projets de SHP. Ce sont les producteurs d'énergie indépendants, le secteur pétrolier et gazier, et les Premières Nations qui travaillent le plus activement à développer le secteur.
- Il semble y avoir une lassitude généralisée quant à l'annonce de projets de SHP qui semble toujours être pour plus tard et ne mène jamais à un véritable investissement en construction.

Voici les recommandations qui émanent de cette étude :

- Bonifier la base de données sur les sites de potentiel théorique, en y intégrant par exemple les Grands Lacs comme bassins inférieurs. De nombreux sites encore non répertoriés pourraient se trouver dans l'escarpement du Niagara à proximité du lac Ontario. L'ANU travaille déjà sur cet aspect. L'inventaire pourrait aussi prendre en considération les territoires canadiens, mais rien n'a été fait en ce sens pour l'instant. De plus, les sites miniers abandonnés pourraient être examinés dans l'ensemble du Canada pour déterminer s'ils pourraient servir de bassin inférieur, dans l'éventualité où les conditions seraient favorables à la construction d'un réservoir supérieur.
- Étudier le contexte canadien pour définir les ajouts nécessaires en matière de transport, d'hydroélectricité, d'éolien, de solaire et de SHP qui permettraient d'obtenir un bouquet énergétique renouvelable réaliste et conforme à l'échéancier des objectifs de carboneutralité. Lorsqu'on compare le Canada à d'autres pays, on constate que le déploiement du solaire et de l'éolien doivent s'accélérer de façon importante, ce qui aurait des effets considérables sur la nécessité du SHP. Soulignons toutefois que le passé prédit mal l'avenir dans ce cas.
- Raffiner les facteurs de faisabilité de l'évaluation en les comparant à des cas concrets de projets aboutis aux États-Unis ou ailleurs.
- Repérer des sites en circuit ouvert potentiels pour les projets de SHP.



8 REMERCIEMENTS

L'équipe de recherche présentée à l'annexe F tient à remercier Hydroélectricité Canada et ses consultants pour l'orientation et le leadership.

Cette étude a été rendue possible grâce au soutien financier de Ressources naturelles Canada (RNCan).

Nous souhaitons également remercier les organisations suivantes d'avoir répondu au sondage : Andritz, Barnard, Brookfield, Columbia Power Corporation, FortisBC inc., Hydro Battery, Hydro-Québec, la SIERE, Manitoba Hydro, Nalcor Energy, Nelson Hydro, Newfoundland and Labrador Hydro, Ontario Power Generation, OWA, SaskPower, Boundary Waters Anishinaabeg LP, TC Energy, Montem Resources, Voith et Énergie Yukon.

9 RÉFÉRENCES

- 1) Ontario Power Generation, « Refurbishing the Pump Storage Reservoir »
<https://www.opg.com/strengthening-the-economy/our-projects/niagara-pump-reservoir/>
- 2) Ontario Pumped Storage, « About the Project », <https://www.ontariopumpedstorage.com/about/>
- 3) International Hydropower Association, « Pumped Hydro »,
[https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage#:~:text=The%20International%20Hydropower%20Association%20\(IHA\)%20estimates%20that%20pumped%20hydro%20projects,600%2C000%20identified%20off%20Driver%20sites](https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage#:~:text=The%20International%20Hydropower%20Association%20(IHA)%20estimates%20that%20pumped%20hydro%20projects,600%2C000%20identified%20off%20Driver%20sites)
- 4) Agence internationale pour les énergies renouvelables, *Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf
- 5) Andrew Blakers, *A review of pumped hydro energy storage*,
<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abeb5b/pdf>
- 6) International Hydropower Association, « Pumped Storage Tracking Tool »,
<https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>
- 7) International Hydropower Association, « Pumped Hydro - Water batteries for solar and wind power »,
<https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage>
- 8) Pacific Northwest National Laboratory, *Open or Closed: Pumped Storage Hydropower is on the Rise*,
<https://www.pnnl.gov/news-media/open-or-closed-pumped-storage-hydropower-rise>
- 9) Ontario Pumped Storage, « A clean, quiet, renewable opportunity »,
<https://www.ontariopumpedstorage.com/about/pumped-storage-101/#:~:text=Pumped%20storage%20hydro%20power%20represents%20nearly%2095%20per,has%20been%20utilized%20for%20more%20than%20a%20century>
- 10) Gouvernement du Canada, « Le Canada investit plus de 960 millions de dollars dans des projets d'énergie renouvelable et de modernisation du réseau électrique »,
<https://www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2021/06/le-canada-investit-plus-de-960millions-de-dollars-dans-des-projets-denergie-renouvelable-et-de-modernisation-du-reseau-electrique.html>
- 11) Pumped Storage Hydropower International Forum, « Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations and Uses », https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/61432192836f8d346bc2928e_IFPSH%20-%20Innovative%20PSH%20Configurations%20%26%20Uses_%2015%20Sept.pdf
- 12) Agence internationale de l'énergie, « Battery storage is (almost) ready to play the flexibility game »,
<https://www.iea.org/commentaries/battery-storage-is-almost-ready-to-play-the-flexibility-game>

- 13) Matthew Stocks, Ryan Stocks, Bin Lu, Cheng Cheng et Andrew Blakers, *Global Atlas of Closed-Loop Pumped Hydro Energy Storage*
- 14) MWH, *Report on Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest*
- 15) International Forum on Pumped Storage Hydropower's Working Group on Capabilities, Costs and Innovation, « Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs », septembre 2021
- 16) Statista, Pure pumped storage hydropower capacity worldwide from 2010 to 2022, capacité de stockage par pompage pure de 130,01 GW dans le monde en 2021, <https://www.statista.com/statistics/1304113/pumped-storage-hydropower-capacity-worldwide/>
- 17) *Maturité technologique*, HydroWIRES, « A review of technology innovations for Pumped Storage Hydropower », avril 2022, <https://publications.anl.gov/anlpubs/2022/05/175341.pdf>
- 18) Andrew Blakers, Matthew Stocks, Bin Lu et Cheng Cheng, *A review of pumped hydro energy storage*, 25 mars 2021
- 19) Andrew Blakers, Bin Lu et Matthew Stocks, « Batteries get hyped, but pumped hydro provides the vast majority of long-term energy storage essential for renewable power – here's how it works », *The Conversation*, 19 janvier 2022
- 20) Bin Lu, Andrew Blakers, Matthew Stocks, Cheng Cheng et Anna Nadolny, « A zero-carbon, reliable and affordable energy future in Australia », *Energy*, vol. 220, 1^{er} avril 2021
- 21) A. Blakers, M. Stocks, B. Lu, C. Cheng and R. Stocks, « Pathway to 100% Renewable Electricity », *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, n° 6, pp. 1828 à 1833, 13 septembre 2019
- 22) Andrew Blakers, Bin Lu, Matthew Stocks, « 100% renewable electricity in Australia », *Energy*, vol. 133, pp. 471 à 482, 15 août 2017