

Fde

Voir grand : bâtir le futur énergétique propre du Canada

RAPPORT



CLIMATE ACTION NETWORK
RÉSEAU ACTION CLIMAT
CANADA

Octobre 2026



À propos du Réseau action climat Canada

Climate Action Network – Réseau action climat (CAN-Rac) Canada est le plus vaste réseau d'organisations travaillant sur les questions liées aux changements climatiques et à l'énergie au Canada. Il s'agit d'une coalition de près de 200 organisations opérant d'un océan à l'autre. Nos membres rassemblent des groupes environnementaux, des syndicats, des Premières Nations, des organisations de justice sociale, de développement, de santé et de jeunesse, des groupes religieux et des initiatives locales.

Remerciements

Ami Gagné, gestionnaire de projet, énergie propre, est l'auteure principale de ce rapport et a dirigé les travaux de recherche et de rédaction pour le compte de l'organisation, avec la précieuse contribution de l'équipe du projet.

La réalisation de ce rapport a été rendue possible grâce aux conseils et à la générosité de beaucoup. Climate Action Network Canada – Réseau action climat (CAN-Rac) Canada tient à remercier le comité directeur pour avoir défini les critères de recherche, pour avoir révisé ce document ainsi que pour avoir offert son expertise tout au long du processus.

Hadrian Mertins-Kirkwood, Centre canadien de politiques alternatives

Cynthia Nault, Climate Justice Thunder Bay

Stephen Thomas, Fondation David Suzuki

Emilia Belliveau, Environmental Defence

Charles-Édouard Têtu, Équiterre

Indigenous Clean Energy

Climate Action Team Manitoba

Yukon Conservation Society

Merci à **Dunsky Énergie + Climat** pour avoir mené les travaux de recherche à l'origine de ce rapport.

Merci à **Adamant** d'avoir développé la carte interactive des projets, le **Yes Agenda Project Explorer**.

Merci à l'ensemble **des membres du Réseau action climat Canada**, dont les contributions, les connaissances et les expériences sur le terrain ont nourri l'analyse qualitative qui a donné forme à cet inventaire de projets.



Table des matières

Résumé

Introduction

Voir grand : la sélection des projets

Note sur la participation autochtone, le consentement et les consultations

Résultats principaux

Projets et ententes phares

Interconnexions

Colombie-Britannique

Alberta

Saskatchewan

Manitoba

Ontario

Québec

Nouveau-Brunswick

Nouvelle-Écosse

Jeter les bases

Territoires du Nord-Ouest

Terre-Neuve-et-Labrador

Île-du-Prince-Édouard

Et maintenant?

Conclusion

Annexe



Résumé

L'avenir énergétique propre du Canada est en pleine construction, et les solutions sont à portée de main. La [Stratégie nationale d'électrification](#) du gouvernement fédéral et une vague de nouveaux accords provinciaux et interprovinciaux ont déjà vu le jour. Les décisions prises au cours des prochains mois seront déterminantes pour l'évolution des réseaux électriques du pays au cours des prochaines décennies. Les communautés de partout au pays, les provinces et les territoires travaillent déjà à la mise en œuvre de projets contribuant aux objectifs nationaux, qu'il s'agisse de doubler la capacité en électricité d'ici 2050, ou de construire des interconnexions et des infrastructures que les gouvernements ont présentées comme étant dans l'intérêt national. **Ce rapport analyse les moyens et les projets concrets qui contribuent à la réalisation d'un avenir énergétique propre, ici et maintenant.**

Il est urgent d'agir. Cette année, les Canadiens et les Canadiennes ont ressenti le coût de notre dépendance aux énergies fossiles sur deux fronts : une guerre commerciale qui a exposé les risques d'une dépendance à des marchés volatils, et un autre été marqué par des feux de forêt dévastateurs, des inondations, et des vagues de chaleurs de plus en plus intenses et fréquentes en raison des changements climatiques. Les ménages canadiens sont confrontés à la volatilité des prix des carburants et à la hausse du coût de la vie, tandis que [les grandes entreprises pétrolières engrangent des profits records](#). Pourtant, le débat national continue de se concentrer sur les pipelines et les infrastructures d'énergies fossiles. Ce rapport démontre qu'au-delà du bruit, une approche différente de ce qui est dans l'intérêt national est déjà en marche et alignée sur les priorités du gouvernement fédéral en matière d'électrification.

Développé par le Réseau action climat Canada et Adamant à partir des travaux de recherche de Dunsky Énergie + Climat, le Yes Agenda Project Explorer identifie 110 projets d'énergie propre et de transport d'électricité représentant des centaines de milliards de dollars en investissement. Ces projets se trouvent principalement en phase de préconstruction. Cet inventaire reflète donc ce qui pourrait être construit plutôt que ce qui existe déjà. Il ne s'agit pas d'un recensement exhaustif de tous les projets d'énergies renouvelables existants en phase de préconstruction, mais d'un aperçu de la situation actuelle, allant de l'éolien au solaire, en passant par le stockage, la géothermie, l'hydroélectricité et les lignes de transport qui les relient. Les informations ont été recueillies entre les mois de mars et d'août 2026.

Les projets recensés témoignent de l'engagement des communautés, des provinces et des territoires à montrer la voie. Le projet de liaison hydroélectrique et de fibre optique au Kivalliq mené par les Inuits du Nunavut permettrait de connecter le territoire avec le reste du pays pour la première fois et de réduire sa dépendance au diesel acheminé par bateau. La Première Nation de Fort Nelson planifie de transformer un ancien gisement de gaz en la première centrale géothermique de la Colombie-Britannique. Le Manitoba a ouvert son marché éolien uniquement aux projets détenus en majorité par des Autochtones, l'Ontario a réalisé le plus grand projet de stockage par batterie de l'histoire du Canada, et le Québec a signé des ententes territoriales préalables qui font une place aux partenaires autochtones autour de la table bien avant le choix de tout site de développement éolien. Les gouvernements collaborent également au-delà de leurs juridictions. Neuf provinces et territoires ont signé une [entente sur le corridor énergétique national](#) visant à développer de nouvelles lignes de transport et d'interconnexions, tandis que le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ont convenu, pour la première fois, d'approcher les besoins en électricité comme [une seule et même région](#).



Ottawa a aussi un rôle à jouer. Le gouvernement fédéral a désigné cinq interconnexions prioritaires dans le cadre de la Stratégie nationale d'électrification. Les interconnexions sont les lignes de transports qui permettent aux provinces et territoires de partager leur électricité, renforçant ainsi la fiabilité des réseaux, réduisant les coûts et ouvrant la voie à davantage d'énergie propre. Cet inventaire fait également état d'un certain nombre de premières, dont beaucoup sont supportées par le gouvernement fédéral. Le Canada pourrait voir son premier projet éolien en mer se concrétiser au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, le réseau du Yukon pourrait se raccorder au réseau nord-américain pour la première fois, et les réseaux nord et sud de la Saskatchewan pourraient être directement reliés. Le Québec, longtemps connu pour son hydroélectricité, a lancé son premier appel d'offres consacré exclusivement à l'énergie solaire, et la Colombie-Britannique a annoncé son premier projet de stockage par batterie à grande échelle et à usage industriel.

CAN-Rac n'appuie pas les projets sélectionnés. Les titulaires de droits et les communautés doivent être impliqués dans le processus dès le début et, dans de nombreux cas, l'information publique sur ces projets est encore limitée. Ce rapport a pour but d'éclairer les discussions et d'aider le public, les instances décisionnelles et les membres de notre réseau à s'impliquer dans les projets pertinents au sein de leurs propres communautés.

Le projet *Voir grand* est notre contribution à une vision concrète visant à bâtir un Canada que Canadiens et Canadiennes préoccupés par le climat peuvent soutenir.



Introduction

Le Canada est prêt à bâtir. La Stratégie nationale d'électrification du gouvernement fédéral, la liste des priorités du Bureau des grands projets et une vague de nouvelles ententes provinciales et interprovinciales prennent forme en ce moment même. Les choix qui seront faits au cours des prochains mois détermineront si le réseau d'électricité canadien se décarbonisera à une échelle et à un rythme adaptés aux exigences du moment.

Les raisons d'agir de toute urgence sont évidentes. Seulement cette année, les Canadiens et les Canadiennes ont ressenti le coût de la dépendance aux énergies fossiles sur deux fronts : une guerre commerciale qui a exposé les risques liés à une dépendance à des marchés volatils, et un autre été marqué par des feux de forêt dévastateurs, des inondations, et des vagues de chaleurs de plus en plus intenses et fréquents en raison des changements climatiques. Les ménages canadiens sont confrontés à la volatilité des prix des carburants, à une incertitude économique liée aux droits de douane et à la hausse du coût de la vie, tandis que [les grandes compagnies pétrolières](#) engrangent des profits records. La transition énergétique des secteurs du bâtiment, des transports et de l'industrie est un des moyens les plus évidents et efficaces que nous avons pour réduire les coûts de l'énergie et limiter notre vulnérabilité face à de futurs chocs de prix. Relever ce défi nécessite un développement massif des infrastructures de production, de transport et de stockage d'énergies renouvelables, que les gouvernements ont aussi qualifié dans l'intérêt national.

Le Canada se trouve à un moment charnière. Le déploiement d'infrastructures énergétiques propres offre une opportunité unique de bâtir une économie résiliente et prospère tout en respectant nos engagements climatiques et en créant des emplois de qualité pour les travailleurs et travailleuses de toutes les régions. Lancée par CAN-Rac, l'initiative *Voir grand* s'assure que le mouvement climatique canadien joue un rôle constructif, axé sur les solutions, dans cette transition. En rassemblant des organisations environnementales, des syndicats, des organisations autochtones et des initiatives locales, CAN-Rac donne à l'ensemble de ses membres les moyens de devenir des partenaires proactifs dans l'identification et la promotion de projets d'énergies renouvelables à grande échelle d'intérêt national, du stockage au transport d'électricité. En définissant des normes claires pour les grands projets d'énergies renouvelables et en créant les coalitions nécessaires pour les soutenir, l'initiative *Voir grand* vise à mobiliser en faveur d'investissements pour des infrastructures qui définiront l'avenir énergétique du Canada.

Dans le cadre de cette initiative, CAN-Rac et [Admant](#) ont développé le [Yes Agenda Project Explorer](#) à partir des travaux de recherche de [Dunsky Énergie + Climat](#).¹ Au printemps 2026, Dunsky Énergie + Climat a réalisé une analyse des projets d'énergies renouvelables et de transport d'électricité à grande échelle à travers le Canada, identifiant des centaines de projets dans les domaines de l'énergie solaire, éolien, hydroélectrique, géothermique, de stockage et de transport d'électricité. La carte interactive « Yes Agenda Project Explorer » de l'initiative *Voir grand* recense 110 projets en phase de préconstruction à travers le pays, offrant ainsi au public, aux instances décisionnelles, et à notre réseau une vision commune des projets déjà en cours de réalisation. Le présent rapport s'appuie sur ces recherches.

¹ Dunsky Énergie + Climat propose des services de recherche, d'analyse et de conseil stratégique de haut niveau afin d'accompagner leurs clients dans la réalisation de leurs objectifs en matière d'énergies renouvelables et de lutte contre les changements climatiques, principalement dans les domaines du bâtiment, de la mobilité, de l'industrie et des systèmes énergétiques.



Identifier des projets viables n'équivaut pas pour autant à bien les réaliser. Une économie fondée sur les énergies renouvelables qui reproduirait les modèles de l'ère des énergies fossiles, où les droits des peuples autochtones, la participation du public et les retombées pour les communautés seraient considérés après coup plutôt que dès le début d'un projet, serait une occasion manquée. C'est pourquoi **CAN-Rac ne soutient pas d'emblée les projets sélectionnés : dans de nombreux cas, l'information disponible publiquement est insuffisante, et il ne nous revient pas de prendre cette décision. Ce rapport vise plutôt à fournir au public, aux instances décisionnelles et à notre réseau les informations nécessaires pour entamer et participer à ces discussions, et à soutenir les opportunités pertinentes au sein de leurs communautés.**

L'opinion publique suit déjà cette tendance. [Les sondages](#) montrent encore et encore que les Canadiens et Canadiennes préfèrent le développement des énergies renouvelables à l'expansion des énergies fossiles, malgré le débat politique national qui reste centré sur les pipelines, le pétrole et le gaz.

Bâtir le Canada nécessite une autre approche, une qui se construit déjà dans des communautés partout au pays.

Voir grand : la sélection des projets

Ce rapport s'appuie sur une étude menée par Dunsky Énergie + Climat au printemps 2026. Cette étude a évalué les projets selon un ensemble cohérent de critères afin de garantir que la liste des projets sélectionnés reflète une tendance actuelle et vérifiable plutôt que des annonces spéculatives. Les critères de sélection et les paramètres de l'étude ont été définis par un comité directeur et comprennent :

- **Seuil** : Les projets doivent soit a) respecter le seuil d'investissement : les projets individuels doivent représenter un investissement de 100 millions de dollars ou plus, soit b) respecter le seuil de capacité : plus de 100 MW pour l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité; plus de 50 MW pour la géothermie; et plus de 230 kV pour le transport d'électricité.
- **Technologie** : énergie solaire, éolienne, géothermique, hydroélectrique (y compris les augmentations de capacité des infrastructures existantes), stockage par batterie et projets de transport d'électricité/d'interconnexion.
- **Stade de développement** : seuls les projets en phase de préconstruction ont été pris en compte selon les étapes suivantes : Stage 1 – Conceptuel / Besoin défini en matière de système; Stage 2 – Annoncé / Planification; Stage 3 – À l'étude / Ingénierie / Obtention des autorisations.
- **Caractère vérifiable** : les projets doivent avoir été annoncés publiquement, et les informations doivent provenir de sources fiables (communiqués gouvernementaux, annonces de services publics, et couverture médiatique établie).
- **Représentation géographique** : veiller à ce que la plupart des provinces et territoires soient représentés, reflétant ainsi la portée nationale de la transition vers les énergies renouvelables.
- **Partenariat et participation des peuples autochtones** : Les projets impliquant une participation financière, un co-développement ou un partenariat avec des communautés autochtones sont explicitement mis en évidence. Veuillez consulter notre note ci-dessous concernant les partenariats, la propriété et la participation financière des communautés autochtones pour plus de contexte.



La recherche menée par Dunsky Énergie + Climat a permis d'identifier environ 190 projets lors d'une première analyse, puis 130 lors d'un deuxième cycle. Le secrétariat de CAN-Rac et ses membres ont ensuite évalué ces projets à plusieurs reprises, se concentrant sur divers critères d'acceptabilité sociale, afin d'affiner l'inventaire pour aboutir à une liste finale de 110 projets de partout au Canada. La note méthodologique complète de Dunsky Énergie + Climat, relative à la sélection initiale des projets, y compris les sources de données et la méthode de notation utilisée pour la sélection, se trouve en [annexe](#).

Note sur la participation autochtone, le consentement et les consultations

Plusieurs projets présentés dans cet inventaire font l'objet d'une propriété, d'un partenariat ou d'une participation financière autochtones, le plus souvent détenus par le conseil élu d'une communauté ou par sa société de développement économique. Ces accords sont une forme croissante de participation économique autochtone à la transition vers les énergies renouvelables au Canada, et ils sont présentés ici à ce titre.

Ils ne doivent toutefois pas être interprétés comme la confirmation qu'un projet a obtenu le consentement libre, préalable et éclairé de l'ensemble de la communauté, tel que le prévoit l'article 32 de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP), que le Canada s'est engagé à respecter par le biais de la Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (2021). Plusieurs nations disposent à la fois d'un conseil élu fonctionnant en vertu de la Loi sur les Indiens et d'un conseil héréditaire ou traditionnel. Le processus de consentement libre, préalable et éclairé doit respecter la diversité des pratiques de gouvernance autochtones et mettre en place des mécanismes permettant aux deux instances de donner expressément leur consentement à un projet proposé.

La propriété et le consentement sont deux notions distinctes : l'une relève d'une relation commerciale et juridique, l'autre est le résultat d'un processus, et l'existence de la première n'implique pas nécessairement celle de la seconde. De même, la participation financière des peuples autochtones à un projet ne réduit ni ne remplace l'obligation constitutionnelle de la Couronne de consulter et de prendre en compte les peuples autochtones; cette obligation incombe au gouvernement, quelle que soit la structure de propriété du projet ou sa présence sur la liste.

Le Canada a la possibilité de veiller à ce que le rythme du développement soit à la hauteur du processus. L'ambition qui transparaît dans cet inventaire, à savoir que le Canada est prêt à construire les infrastructures dont son avenir énergétique a besoin, doit s'accompagner d'un engagement tout aussi fort quant à la manière dont ces infrastructures sont construites. CAN-Rac défend depuis longtemps la position que tous les gouvernements du Canada doivent veiller à ce que tous les projets respectent pleinement et mettent en œuvre la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones (Déclaration des Nations unies), y compris le droit à l'autodétermination et au consentement libre, préalable et éclairé. Cela implique notamment de donner aux gouvernements des Premières Nations, des Inuits et des Métis les moyens d'exercer leur souveraineté et leur pouvoir de décision conformément à leurs propres systèmes juridiques. Ce principe doit s'appliquer aux projets énumérés dans le présent rapport ainsi qu'à l'initiative *Voir grand*.



Résultats principaux

Cet inventaire recense 110 projets d'énergies renouvelables et de transport d'électricité, répartis dans onze provinces et territoires canadiens, à différents stades de développement, allant de la phase initiale à la phase de préconstruction (à noter que certains projets sont passés en phase de construction depuis le lancement de notre projet). Cette liste n'est pas un recensement et n'est donc pas exhaustive. Le nombre de projets reflète ce qui a été identifié au cours du processus de suivi propre à l'initiative *Voir grand*, et non l'ensemble des activités et projets liés aux énergies renouvelables au Canada. Certaines informations peuvent être manquantes, notamment les coûts d'investissement, comme certains projets n'en sont encore qu'au stade conceptuel.

L'éolien est la technologie la plus représentée, avec 39 projets (environ 35 %), suivie par les infrastructures de transport d'électricité, avec 26 projets (24 %). L'énergie solaire représente 18 projets (16 %), et les projets combinant énergie solaire et stockage comptent 10 projets (9 %), portant le nombre total lié à l'énergie solaire à un quart de la liste des projets sélectionnés. Les batteries et autres technologies de stockage d'énergie (systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS), air comprimé et hydroélectricité par pompage) représentent 14 projets (13 %). L'hydroélectricité et la géothermie restent des catégories minoritaires à ce stade, avec respectivement deux et un projets, bien que le projet géothermique Tu-Deh-Kah de la Première Nation de Fort Nelson, soit remarquable, puisqu'il s'agit de la première installation de ce type au Canada.

D'un point de vue géographique, l'Alberta arrive en tête avec 35 projets, suivie du Québec (23) et de l'Ontario (22). La Colombie-Britannique (10), la Nouvelle-Écosse (7) et la Saskatchewan (5) arrivent en deuxième position, tandis que le Nouveau-Brunswick compte quatre projets et que le Manitoba et Terre-Neuve-et-Labrador ont chacun trois projets répertoriés. Le Yukon et le Nunavut apparaissent chacun une fois, tous deux dans le cadre de projets de transport interprovinciaux ou interterritoriaux. À eux trois, l'Alberta, le Québec et l'Ontario représentent environ les trois quarts de l'ensemble des projets recensés.

Trois tendances se dégagent des 110 projets répertoriés dans cet inventaire.

1. **Le moratoire de 2023 en Alberta est l'exemple le plus édifiant de ces données.** Cette province, qui était à la pointe du déploiement des énergies renouvelables au niveau national, a depuis vu des dizaines de projets annulés ou abandonnés et les investissements des entreprises dans ce secteur s'effondrer, pendant que les juridictions voisines continuent de se développer. Ce revirement est particulièrement révélateur en raison de son ampleur : mêmes ressources, même appétit du marché, mais résultat très différent une fois que le cadre réglementaire a changé.
2. **Les partenariats avec les peuples autochtones reflètent davantage la structure des institutions que les intentions provinciales.** En Ontario, Hydro One propose systématiquement aux Premières Nations une participation financière pouvant aller jusqu'à 50 % dans le volet « transport » des nouvelles lignes électriques, en vertu d'une politique permanente plutôt que par des négociations au cas par cas. Le Québec a mis en place un dispositif équivalent à l'échelle provinciale via l'Alliance de l'énergie de l'Est, un consortium regroupant plusieurs collectivités qui permet à Hydro-Québec de structurer des partenariats éoliens entre les pouvoirs publics et les communautés dans des dizaines de localités à la fois, au lieu de repartir de zéro à chaque fois. La Saskatchewan et la Colombie-Britannique appliquent leurs propres versions de ce même principe (prises de participation projet par projet de SaskPower, critères du programme « Call



for Power » de BC Hydro). Dans chaque cas, le partenariat apparaît comme un élément quasi systématique. L'Alberta, qui n'a intégré aucune exigence comparable dans ses processus d'appel d'offres ou de choix des sites, ne connaît pratiquement aucune participation autochtone.

3. **Les nouveaux projets de transport d'électricité interprovinciaux et interterritoriaux répertoriés impliquent un partenariat officiel ou une copropriété avec les Autochtones.** C'est la conclusion la plus claire et la plus cohérente du rapport, et elle vaut pour toutes les régions concernées, du raccordement au réseau Yukon-Colombie-Britannique à l'interconnexion de fiabilité Wasoqonatl.

Ensemble, ces tendances démontrent clairement le cœur même de ce projet : le développement des énergies renouvelables au Canada est déjà une réalité, et la manière dont cette transition s'opère détermine d'ores et déjà quels projets en sortiront gagnants.

Projets et ententes phares

Interconnexions

Certaines des plus grandes avancées du Canada en matière d'énergies renouvelables ne proviendront pas de la construction de nouvelles infrastructures, mais de la mise en réseau de celles qui existent déjà. Quatre projets illustrent cette transition : deux d'entre eux relient pour la première fois des territoires entiers au réseau nord-américain, un autre rétablit une capacité perdue entre deux provinces déjà reliées, et un dernier renforce discrètement une connexion dans les provinces maritimes. Le développement de ces nouvelles interconnexions s'accompagne de partenariats officiels avec les communautés autochtones ou de copropriété.

Au Canada, les territoires ne sont pas actuellement raccordés au reste du réseau nord-américain. Le Yukon exploite un réseau hydroélectrique principal, le « Yukon Integrated System », et [plusieurs communautés](#) n'y sont pas raccordées et dépendent du diesel pour leur approvisionnement en électricité. Les Territoires du Nord-Ouest possèdent deux réseaux hydroélectriques principaux, [le diesel constitue la principale source d'énergie](#) pour les communautés isolées et les industries. Le Nunavut [dépend presque entièrement du diesel](#), avec 25 centrales diesel en service dans 25 communautés. Le réseau électrique isolé du Yukon est confronté à des problèmes de fiabilité et de résilience, en particulier pendant les périodes de pointe de la demande hivernale. La dépendance croissante aux importations de carburant qui en résulte provoque une crise de sécurité énergétique ayant des répercussions sur les ménages, les populations vulnérables, les services essentiels et l'économie du territoire dans son ensemble. Il est plus difficile de développer des énergies renouvelables dans le Nord. [La réduction des émissions coûte bien plus cher](#) que dans les provinces, et la faisabilité des projets reste largement tributaire des financements fédéraux et territoriaux.

Interconnexion Colombie-Britannique-Alberta et la modernisation du poste électrique Bennett

Désigné en juin 2026 par le gouvernement fédéral comme l'un des cinq projets d'interconnexion prioritaires dans le cadre de la [Stratégie nationale d'électrification](#), ce [projet de modernisation et d'interconnexion entre la Colombie-Britannique et l'Alberta](#) rétablit la capacité d'échange d'électricité entre la Colombie-Britannique et l'Alberta à hauteur d'environ 150 MW. Il résout les problèmes liés au vieillissement des équipements afin de renforcer la fiabilité du réseau, de réduire les coûts de l'électricité et de favoriser l'intégration des énergies



renouvelables en rétablissant la capacité d'importation, qui passera d'environ 800 MW à 950 MW, grâce à des travaux sur les postes électriques, au débroussaillage des lignes et à la modernisation des transformateurs du poste de Bennett. Les Chambres de commerce de l'Alberta estiment que [les restrictions actuelles sur les interconnexions](#) avec la Colombie-Britannique et le Montana coûtent entre 300 et 500 millions de dollars supplémentaires par année aux contribuables. Ce projet vise précisément à combler ce déficit.

Projet de raccordement au réseau Yukon-Colombie-Britannique

Le Yukon n'a jamais été raccordé au réseau nord-américain. Son réseau électrique fonctionne de manière isolée, et le projet de [raccordement au réseau Yukon-Colombie-Britannique](#) vise à mettre enfin un terme à cette situation. Il s'agit d'une ligne de transport d'électricité d'environ 800 km, d'un coût estimé à quelque 4 milliards de dollars, qui s'étendra vers le sud à travers la Colombie-Britannique en passant par le lac Bob Quinn. Le projet n'en est qu'à un stade relativement précoce de sa phase de planification : seuls environ 40 millions de dollars ont été engagés pour les études de préfaisabilité dans le cadre du Fonds pour l'infrastructure des minéraux critiques, et aucun financement pour la construction n'a encore été confirmé. Mais l'ambition qui le porte est grande : le premier ministre du Yukon l'a qualifié d'infrastructure d'intérêt national, et il figure désormais sur la liste du Bureau des grands projets du gouvernement fédéral. L'[analyse](#) réalisée par la Société de développement du Yukon expose les enjeux liés à sa construction : une croissance économique à long terme pouvant atteindre 7,6 milliards de dollars par an, jusqu'à 36 000 emplois sur 50 ans et jusqu'à 9 millions de tonnes d'émissions de gaz à effet de serre évitées chaque année. Six communautés pourraient alors s'affranchir de leur dépendance au diesel, l'équivalent de plus de 5 millions de litres par an, et la ligne elle-même permettrait de mobiliser un potentiel de 2 000 MW d'énergie renouvelable, représentant environ 2 milliards de dollars de revenus annuels liés à l'électricité. Elle apporterait également de réels investissements dans les infrastructures de la région, notamment [200 millions de dollars pour la modernisation des réseaux de transport](#) dans le nord de la Colombie-Britannique et au Yukon, le genre de travaux préparatoires qui accompagnent généralement la réalisation d'un projet de cette envergure.

Liaison hydroélectrique et de fibre optique au Kivalliq (Nunavut-Manitoba)

Pour le Nunavut, c'est le projet qui mettra enfin un terme à son isolement énergétique. À l'heure actuelle, toutes les communautés du territoire fonctionnent au diesel importé par voie maritime, sans aucun lien physique avec le reste des infrastructures canadiennes. Le projet de liaison hydroélectrique et de fibre optique au Kivalliq permettrait de changer les choses. Il s'agit d'un corridor de 1 200 km, combinant lignes de transport d'électricité et de fibre optique, qui acheminerait de l'électricité propre et l'Internet haute vitesse depuis le réseau du Manitoba vers cinq communautés de Kivalliq et au moins une mine d'or. Ce serait la toute première connexion du Nunavut au-delà de ses frontières. Développé par la société Nukik Corporation, qui appartient à l'Association des Inuits de Kivalliq, ce projet est mené et détenu par les Inuits et a pour mission officielle de remplacer le diesel coûteux par de l'énergie propre, d'apporter l'Internet à haute vitesse aux communautés isolées et de créer des emplois durables ainsi que des opportunités pour les Inuits et les générations futures.

Le projet est en développement depuis 2018. Ce travail de longue haleine vise [une mise en service en 2032](#), et les retombées sont considérables : 1 200 Gb/s de fibre optique desservant environ 10 000 habitants, ouvrant ainsi la voie au commerce en ligne, à la télésanté et à l'éducation, aujourd'hui impossibles, ainsi que 150 MW



d'énergie renouvelable acheminés vers le Nord. Il devrait permettre une réduction de 371 000 tonnes d'émissions de gaz à effet de serre et de 138 millions de litres de diesel chaque année, mettant ainsi fin à la dépendance du Nunavut aux importations de carburant et éliminant le risque constant lié au transport de carburant lourd dans les eaux arctiques, le tout pour un chiffre d'affaires estimé à 8 milliards de dollars sur 50 ans. Les gouvernements en ont pris bonne note : présenté comme une infrastructure au service de la souveraineté arctique, ce projet a été réaffirmé conjointement par les [premiers ministres du Manitoba et du Nunavut](#) pas plus tard qu'en juillet 2026.

Interconnexion de fiabilité Wasoqonatl (Nouvelle-Écosse-Nouveau Brunswick)

Toutes les interconnexions ne doivent pas nécessairement être des projets d'envergure nationale pour avoir un impact. Cette [ligne de 160 km à 345 kV](#) double la connexion existante entre Onslow, en Nouvelle-Écosse, et Salisbury, au Nouveau-Brunswick. Bien que modeste par rapport à l'interconnexion Yukon-Colombie-Britannique ou à la liaison hydroélectrique et fibre optique de Kivalliq, elle renforce la fiabilité de l'approvisionnement pour deux provinces déjà reliées, dans le même esprit d'engagement pour la participation des communautés autochtones au capital que celui qui caractérise les projets de plus grande envergure de cette liste. Il est géré par une société en commandite entre Nova Scotia Power et la Banque de l'infrastructure du Canada. Nova Scotia Power se charge de la construction, de la propriété et de l'exploitation de la section néo-écossaise, et NB Power fait de même de son côté.

Grâce à [un financement de 285 millions de dollars](#) à faible coût accordé par la Banque de l'infrastructure du Canada (BIC) (au lieu des 217 millions de dollars initialement prévus), permettant aux contribuables de la Nouvelle-Écosse [d'économiser environ 200 millions de dollars](#), le projet consacre également les fonds de l'Initiative pour l'équité autochtone de la BIC à deux prises de participation : [un prêt de 36 millions de dollars](#) à l'Agence Wskijinu'k M'tmo'ta'nuow, représentant 13 Premières Nations Mi'kmaq de la Nouvelle-Écosse, et [un prêt de 18 millions de dollars](#) à la société en commandite Mi'gmaq United Investment Network Transmission, représentant 9 Premières Nations Mi'gmaq du Nouveau-Brunswick. La construction de la ligne de transport devrait permettre de créer environ [587 emplois directs et indirects et de générer 105 millions de dollars de PIB](#). La fin des travaux est prévue pour l'automne 2028. Le nom du projet, [Wasoqonatl](#), signifie « garder la lumière allumée », un nom qui convient parfaitement à un projet axé non pas sur son ampleur, mais sur l'amélioration du fonctionnement d'une connexion existante au profit des populations situées aux deux extrémités de celle-ci.

Colombie-Britannique

Les deux projets de la Colombie-Britannique marquent deux « premières » distinctes : la première centrale géothermique de la province et le premier investissement dans le cadre d'un nouveau plan de capacité sur dix ans.

Projet géothermique Tu Deh-Kah

[Première centrale géothermique de Colombie-Britannique](#), et l'une des premières au Canada, ce projet est détenu à 100 % et est dirigé par la Première Nation de Fort Nelson par l'intermédiaire de sa filiale de développement économique, Deh Tai LP. Il transforme un ancien site d'exploitation des énergies fossiles – le gisement de gaz de Clarke Lake, en production depuis les années 1960 – en une source d'énergies



renouvelables grâce à une centrale géothermique binaire d'une puissance de 7 à 15 MW, financée par le gouvernement fédéral depuis 2021 à la hauteur de [40,5 millions de dollars](#). Une fois opérationnelle, la centrale mettra fin à la [dépendance de Fort Nelson à la production d'électricité au gaz](#), dans le cadre d'une vision plus large incluant des serres et d'autres avantages connexes. C'est aussi une première technique : [l'énergie géothermique issue d'un bassin sédimentaire](#) est une approche relativement nouvelle au Canada, ce qui en fait un projet à suivre de près.

Terminal SSEB de l'île de Vancouver

Le [premier projet de stockage par batterie à grande échelle](#) de la Colombie-Britannique a été annoncé en juillet 2026. D'une capacité d'au moins 100 MW, situé près de Duncan et de North Cowichan, il devrait stocker suffisamment d'électricité pour alimenter environ 87 600 foyers pendant près de quatre heures en période de pointe ou en cas de coupure de courant. BC Hydro en sera le propriétaire et l'exploitant direct. Avec un potentiel de batteries pouvant atteindre [500 MW déjà identifié à l'échelle de la province](#), ce n'est que le premier d'une série qui pourrait voir le jour. Les maires de North Cowichan et de Duncan ont tous deux salué cette annonce.

Le projet de batterie de l'île de Vancouver, dont la mise en service est prévue d'ici 2030, est [le premier investissement dans le stockage par batteries](#) mis en œuvre dans le cadre du plan « Powering Growth » de BC Hydro. « Powering Growth » est la stratégie de BC Hydro visant à répondre à la demande croissante en électricité grâce à la conservation de l'énergie, à l'optimisation des actifs existants et à des investissements dans de nouvelles infrastructures de production, de transport et de stockage d'énergie propre et renouvelable.

Alberta

Jusqu'en 2023, l'Alberta était la province canadienne chef de file en matière de déploiement des énergies renouvelables. Un moratoire de sept mois, instauré en août 2023, sur les autorisations relatives aux projets éoliens, solaires, hydroélectriques, de biomasse et géothermiques, suivi de nouvelles [restrictions d'implantation sur les terres agricoles et dans les paysages](#), ainsi que de nouvelles règles concernant la participation des municipalités, a depuis lors profondément transformé le secteur. Cinq projets présents dans l'inventaire ont déjà été annulés depuis le début de nos recherches en mars 2026, entre autres en raison d'un refus d'autorisation pour des motifs d'intérêt public, du retrait d'une demande de ligne de transport d'électricité et de l'opposition locale. Ces revers ne sont pas isolés : dans son rapport de 2024, l'Institut Pembina estime que [53 projets éoliens et solaires](#) d'une puissance totale de plus de 8 600 MW ont été abandonnés à la suite du moratoire, et que les contrats d'énergie renouvelable conclus par les entreprises en Alberta ont [chuté de 99 % au total entre 2023 et 2025](#). La province conteste cette affirmation, mais la tendance laisse penser que d'autres projets basés en Alberta pourraient être annulés ou retirés dans les mois à venir, telle qu'illustrée dans [un article récent de juillet 2026](#) indiquant que le secteur des énergies renouvelables de l'Alberta se remet encore du déclin de 2023.

Projet éolien Pe-na-koyim

Avec une puissance de 300 MW, [Pe-na-koyim](#) est le premier projet éolien à grande échelle situé sur une réserve en Alberta. Il est développé en partenariat avec la bande Kainai/Blood, EDF Renewables Canada et Indigena Capital. Situé entièrement sur la réserve n° 148 de la bande Blood et à proximité du projet agricole



existant de la bande Blood, il comptera jusqu'à 71 éoliennes d'une puissance maximale de 7,2 MW chacune. Les origines de ce partenariat remontent à 2016. Après avoir fait l'objet d'une restructuration financière en 2021, le projet est entré en phase de préconstruction, les études de faisabilité achevées. C'est une véritable réussite à long terme dans une province où le secteur des énergies renouvelables connaît des difficultés importantes.

Parc solaire Saamis

Le [parc solaire Saamis](#) à Medicine Hat est un projet albertain suivi de près, sans avoir encore été construit. Medicine Hat a découvert du gaz naturel en 1883, alors que [des équipes ferroviaires forant à la recherche d'eau](#) ont trouvé du gaz naturel à la place. La ville est depuis lors connue sous le nom de « Gas City ». Sa compagnie d'électricité municipale bénéficie d'un droit acquis et ses intérêts gaziers centenaires ont [financé des projets municipaux](#) et maintenu les taux d'imposition à un niveau bas, mais ses gisements de gaz s'épuisent et les recettes liées à l'électricité sont volatiles. Mené à bien, le parc solaire Saamis de 325 MW pourrait devenir la [plus grande installation solaire urbaine du Canada](#). Il s'agit aussi d'une deuxième tentative : un [projet pilote d'énergie solaire thermique](#) de 13 millions de dollars, construit en 2012, a été démantelé en 2020 faute de rentabilité dans le climat local, mais la ville affirme que le photovoltaïque est aujourd'hui bien commercialisé et compétitif en termes de coûts.

Le projet a été approuvé par la Commission des services publics de l'Alberta (AUC) en 2024 sous la direction de DP Energy. La ville de Medicine Hat en a ensuite pris possession en 2025. En février 2026, le conseil municipal a approuvé un budget de 131,5 millions de dollars pour une première phase de 75 MW, à condition que la ville signe un contrat d'achat d'électricité avec un client potentiel avant le début des travaux. La ville prévoit que le projet améliorera ses finances [sans augmenter les impôts fonciers ni les prix de l'électricité](#), le financement provenant de sa réserve pour la transition énergétique et d'un emprunt. Elle estime que chaque tranche de 25 MW d'énergie solaire permettrait de compenser environ 21 000 tonnes de CO₂ par an par rapport à la production au gaz, économisant ainsi environ 1,5 million de dollars en coûts de conformité liés au carbone au taux actuel, un montant qui passerait à 2,4 millions de dollars une fois que la taxe atteindra 125 dollars la tonne en 2027. (Remarque : le [barème des prix du carbone en Alberta](#) a depuis changé et ces projections ne sont peut-être plus valables.) Si les étapes clés sont franchies, la première phase serait opérationnelle en 2028. Sur papier, la capacité totale autorisée de 325 MW [dépasserait la puissance nominale de 299 MW](#) du parc de centrales au gaz de la ville.

Saskatchewan

Les deux projets de la Saskatchewan reflètent deux époques différentes d'un même réseau : la toute première interconnexion nord-sud et le premier parc solaire détenu par des actionnaires autochtones.

Projet d'interconnexion des réseaux de transport nord-sud

Annoncé en mars 2026, ce [projet de transport d'électricité](#) assez récent relierait **pour la première fois de l'histoire de la province** les réseaux sud et nord de la Saskatchewan, mettant ainsi fin à une époque où ces deux réseaux n'étaient reliés qu'indirectement, via le Manitoba. Approuvé par le gouvernement de la Saskatchewan en mars 2026, il prévoit la construction de deux nouvelles lignes d'environ 230 kV, totalisant environ 250 km, entre les centrales hydroélectriques d'E.B. Campbell et d'Island Falls, et bénéficie d'un



financement fédéral conditionnel pouvant atteindre 18 millions de dollars. Les travaux de tracé et la consultation des titulaires de droits autochtones sont en cours, alors que le projet se dirige vers une mise en service prévue vers 2032.

Le projet solaire Mino Giizis

[Destiné à devenir le plus grand parc solaire de la Saskatchewan](#) (situé près de Lajord, au sud-est de Regina) avec une [puissance de 100 MW](#), ce projet se distingue par son modèle de propriété. L'Anishinabek Power Alliance, un partenariat entre quatre nations signataires du Traité n° 4 qui se lancent pour la première fois dans la production d'électricité (la nation Zagime Anishinabek, la nation Kinistin Saulteaux, la Première Nation de Cote et la Première Nation de The Key), détient une participation de 50 %. Sélectionné à la suite d'un appel d'offres mené par la [First Nations Power Authority](#), il fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans avec SaskPower et produira suffisamment d'électricité sans émissions pour alimenter en moyenne 30 000 foyers en Saskatchewan. Avec une mise en service prévue en 2028, le projet devrait créer jusqu'à 350 emplois dans le secteur de la construction à son pic.

Manitoba

Les projets au Manitoba testent une toute nouvelle politique : chaque projet retenu dans le cadre du nouvel appel d'offres éolien de la province doit être détenu majoritairement par des Autochtones.

Appel d'offres pour des projets éoliens appartenant principalement aux Autochtones

Le Manitoba ouvre un marché qui, jusqu'à présent, était presque entièrement contrôlé par Manitoba Hydro, par le biais d'[une nouvelle politique d'approvisionnement](#) exigeant que chaque projet retenu soit détenu majoritairement par une ou plusieurs nations autochtones du Manitoba. Le programme vise à atteindre une capacité éolienne maximale de 600 MW. Chaque parc éolien est plafonné à 200 MW et doit être raccordé à moins de 20 km de l'une des 14 sous-stations identifiées dans le sud du Manitoba. Le premier appel à propositions pour une capacité maximale de 200 MW a été clôturé à l'été 2026 et les noms des soumissionnaires retenus seront annoncés au printemps 2027. Ce projet positionne le Manitoba comme une véritable porte d'entrée pour la production énergétique indépendante détenue par des communautés autochtones.

Fleury Wind

L'appel d'offres de 600 MW du Manitoba « [Call for Power](#) », détenu majoritairement par des Autochtones (ci-dessus), a déjà donné lieu à une première majeure : [Fleury Winds](#), un projet éolien de 200 MW proposé près de Neepawa, représentant un investissement de [500 millions de dollars](#). Il est détenu majoritairement par la Fédération des Métis du Manitoba (MMF) via la Red River Métis Power Corporation, avec RES comme partenaire de développement. La MMF affirme que cet investissement d'un demi-milliard de dollars ferait une différence majeure pour les entreprises et les communautés rurales, et que la participation majoritaire et la direction opérationnelle de la MMF « [ouvriront de nouvelles perspectives](#) pour la participation des Métis de la rivière Rouge à l'économie ». La MMF précise également que les revenus générés par le projet financeraient des [programmes destinés aux aînés et aux jeunes](#) qu'elle ne pourrait autrement pas se permettre. S'il est



approuvé, le projet pourrait bénéficier d'[un contrat d'achat d'électricité](#) d'une durée de 30 ans avec Manitoba Hydro, qui, comme le souligne la MMF, resterait un service public détenu par la population.

Le projet sera raccordé au poste de Neepawa de Manitoba Hydro et devrait produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 59 000 foyers, avec environ [300 personnes employées au plus fort des travaux](#) de construction et 8 à 12 postes permanents par la suite. Ce projet est proposé en réponse directe à l'appel d'offres de Manitoba Hydro, qui prévoit que la demande pourrait [plus que doubler au cours des 20 prochaines années](#)

et anticipe [une pénurie d'ici fin 2030](#). Il n'a pas encore été retenu comme promoteur privilégié; cette décision est attendue au printemps 2027. Toutes les communautés ne sont pas d'accord : certains habitants de la [localité voisine de Polonia](#) ont fait part de leurs inquiétudes concernant l'impact des éoliennes sur le paysage, la faune et les infrastructures locales. Le choix du site et le tracé peuvent encore être modifiés au fur et à mesure de l'avancement du projet, et de nouvelles consultations avec les habitants de Polonia pourraient permettre de répondre à ces préoccupations.

(Le projet de liaison hydroélectrique et de fibre optique au Kivalliq, également situé au Manitoba, est présenté dans la section « [Interconnexions](#) » ci-dessus.)

Ontario

L'Ontario a réalisé [le plus grand projet de stockage d'énergie par batterie](#) de l'histoire du Canada : le Processus accéléré des demandes de propositions (DP E-LT1) a permis d'acquérir de nouvelles capacités d'approvisionnement et de projets d'infrastructures totalisant 2 195 MW, dont le projet phare est l'installation de stockage par batterie d'Oneida, d'une capacité de 250 MW. Au cours de la première phase du DP E-LT2 (phase 2), la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a [proposé des contrats à trois soumissionnaires sélectionnés](#) pour une capacité contractuelle maximale totale de 640 mégawatts, dépassant l'objectif d'approvisionnement initial de 600 mégawatts.

Attributions de contrats de stockage par batterie LT2 en Ontario²

[Le système de stockage d'énergie par batterie de Napanee - phase 2 \(300 mégawatts\)](#), situé dans la ville de Greater Napanee, est développé en collaboration avec la Première Nation des Mississaugas de l'île de Scugog. Le projet de la [Réserve d'énergie d'Eagle Lake](#) (190 mégawatts), près d'Oxdrift, territoire non organisé du district de Kenora, est développé avec la Première Nation d'Eagle Lake. Il s'agit du seul des trois projets de stockage d'énergie par batterie retenus en Ontario qui ne se retrouve pas au sud de la province. Ces deux projets prévoient une participation financière des communautés autochtones de 50 %. Combinée à l'appel d'offres du Processus accéléré des demandes de propositions (DP E-LT1), SIERE indique que la capacité de stockage par batterie sur le réseau ontarien est désormais [plus de trois fois supérieure](#) à ce qu'elle était auparavant.

² Remarque : Le [projet de batterie Simcoe](#) (150 MW), dans le comté de Norfolk, County est développé en collaboration avec les Six Nations de la rivière Grand et la Première Nation des Mississaugas de Credit, dont les sociétés de développement détiennent ensemble 50 % des parts. Il n'a pas été mis en avant dans le cadre du trio de batteries LT2 en raison de tensions au sein de la direction des Six Nations concernant le consentement au projet. [Veuillez vous reporter à la section intitulée « Note sur la propriété autochtone, le consentement et les consultations ».](#)



Dunns Valley Solar

[Destiné à devenir le plus grand parc solaire de l'Ontario](#) avec une puissance de 200 MW, ce projet situé à l'est de Sault-Sainte-Marie est développé et détenu à parts égales (50/50) avec la Première Nation de Garden River et fait l'objet d'un contrat de 20 ans avec SIERE. Ce projet devrait produire plus de 380 000 MWh par an, soit suffisamment d'électricité pour alimenter plus de 40 000 foyers. Le début des travaux est prévu dès 2028 et la mise en service en 2030, ce qui permettra de créer jusqu'à 300 emplois au plus fort de la construction.

Québec

La percée du Québec dans le secteur de l'éolien à grande échelle s'inscrit dans le cadre d'une stratégie délibérée à l'échelle de la province, et non d'une série de projets ponctuels. Dans le cadre du [Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec](#), la province vise à presque tripler sa capacité éolienne actuelle, qui s'élève à environ 4 000 MW, pour la porter [à plus de 10 000 MW d'ici 2035](#). Le tout afin d'atteindre un objectif plus large consistant à [doubler la production totale d'énergie renouvelable du Québec d'ici 2050](#) pour répondre à la demande croissante, notamment celle des entreprises qui cherchent à se décarboniser.

La province a déjà signé cinq accords de partenariat territorial à grande échelle : Gespe'gewa'gi, d'une capacité d'environ 6 000 M; [Wetsok](#), estimé à environ 1 500 MW, en partenariat avec la Première Nation Wolastoqiyik Wamsiwekuk; [Wocawson](#), d'une capacité de 1 000 MW, également avec la Première Nation Wolastoqiyik Wamsiwekuk; [Chamouchouane](#), d'une capacité d'environ 3 000 MW; et [Nutinamu-Chauvin](#), estimée entre 500-1000 MW. Chacun d'entre eux associe Hydro-Québec et l'[Alliance de l'énergie de l'Est](#) ou un autre organisme régional à un partenaire autochtone désigné. Des consultations avec les communautés et des évaluations environnementales sont déjà en cours alors que l'emplacement même des projets reste à définir.

Parmi ces cinq accords, l'[entente de partenariat pour le territoire de Gespe'gewa'gi](#) est le plus important. Il vise à formaliser la manière dont le déploiement éolien du Québec se déroulera sur le territoire mi'gmaq, en donnant aux Mi'gmaq de Gespe'gewa'gi la possibilité de participer dès le départ à l'élaboration des projets sur leurs terres, plutôt que de devoir réagir a posteriori à un projet proposé par un promoteur extérieur. Hydro-Québec, l'Alliance de l'énergie de l'Est et la Mi'gmawei Mawiom Business Corporation (MMBC), dont les actionnaires sont Gespeg, Gesgapegiag et Listuguj, ont formé un partenariat pour développer le potentiel éolien sur l'ensemble du territoire de Gespe'gewa'gi, en visant jusqu'à 6 000 MW en Gaspésie et dans l'est du Bas-Saint-Laurent, ce qui représente un investissement potentiel pouvant atteindre 18 milliards de dollars (auxquels s'ajoutent plusieurs milliards supplémentaires pour le transport de l'électricité). Le PDG d'Hydro-Québec a qualifié ce projet du « [plus important engagement en matière de développement éolien en Amérique du Nord](#) ». Sur le territoire non cédé de la nation Mi'gmaq, et en vertu des traités de paix et d'amitié, les partenaires ont lancé, parallèlement à l'entente, [un processus conjoint d'acceptabilité sociale et environnementale](#) qui doit avoir lieu avant même que tout projet spécifique ou site d'éolienne ne soit proposé. Les projets concrets restent à définir, et des consultations avec les membres de la communauté et le public sont prévues.



Projet Peshu Napeu

Ce projet éolien de 300 MW, développé par Innergex en partenariat avec le Conseil des Innus de Pessamit et la MRC de Manicouagan, est le plus grand des [huit projets sélectionnés](#) par Hydro-Québec en 2024. Il est décrit comme étant le premier projet éolien dans lequel la Première Nation innue de Pessamit détient la part de participation la plus importante (39 %, contre 38 % pour Innergex et 23 % pour la MRC). Innergex estime que ce projet, dont la mise en service est prévue en 2029, créera environ 350 emplois pendant la phase de construction (2027-2029), générera des revenus partagés pendant 30 ans et indexés à l'inflation, et produira suffisamment d'électricité pour alimenter environ 60 000 foyers. Le projet a été nommé pour Barnabé Vachon (connu sous le nom de Peshu Napeu), qui, en 1973, fut l'un des premiers Innus à dénoncer publiquement l'absence de consultation des Pessamit lors de la construction du barrage Manic-5. Situé sur le territoire de la Côte-Nord, il propose une nouvelle structure de copropriété autochtone dans un paysage longtemps marqué par une ancienne génération de grands projets hydroélectriques.

Appel d'offres : bloc d'énergie solaire photovoltaïque de 300 MW

L'éolien n'est pas le seul secteur en plein essor au Québec. En mai 2025, Hydro-Québec a également lancé le premier appel d'offres [pour des parcs solaires de la province](#) et a depuis rendu publiques les soumissions reçues : [60 propositions qui totalisent 481 MW dans 14 régions administratives du Québec](#), avec environ 40 % des projets proposés qui impliquent une municipalité locale ou une communauté autochtone. Les parcs solaires doivent maximiser les retombées économiques, avoir une puissance installée maximale de 25 MW et être raccordés au réseau de distribution d'ici 2029. Les résultats sont attendus au premier trimestre 2027. Cet appel d'offres marque une étape importante dans le développement de l'énergie solaire au Québec, une province longtemps définie par l'hydroélectricité, qui fait désormais un pas significatif vers le solaire à grande échelle.

À suivre : [le Plan d'action 2035](#) d'Hydro-Québec prévoit d'ajouter 2 000 MW de capacité en remplaçant les groupes turbine-alternateur des centrales existantes, plutôt qu'en construisant de nouveaux barrages. [Ces modernisations](#) aux centrales Robert-Bourassa, La Grande-3 et La Grande-4 n'impliqueraient aucune nouvelle centrale de production, aucuns travaux sur les barrages ou les digues, ni aucune modification des niveaux des réservoirs fixés dans la Convention de la Baie-James et du Nord-Québec.

[Le processus conjoint Ayimihituunaanuwich](#), mis en place par Hydro-Québec et le gouvernement de la Nation crie, évalue actuellement les aspects techniques, environnementaux, sociaux et culturels des modernisations potentielles. [Selon le calendrier préliminaire](#), les autorisations gouvernementales devraient être obtenues entre 2027 et 2028, avec le remplacement et la mise en service d'un groupe turbine-alternateur par an dans chaque centrale, de 2030 à 2041. Les études prévoient une augmentation de la capacité d'environ 20 % pour l'ensemble des trois centrales d'ici 2041. Compte tenu des critiques concernant un manque de transparence, ce projet ne figure pas parmi les programmes phares officiels, mais mérite d'être suivi de près.



Nouveau-Brunswick

Le projet du Nouveau-Brunswick se distingue moins par son ampleur que par la manière dont il aborde le territoire qu'il occupe.

Cookville Solar

[Cookville Solar](#) est un projet d'énergie solaire à grande échelle de 150 MW qui s'étend sur environ 400 hectares dans la région de Tantramar du Nouveau-Brunswick. Il est développé par BNRG en partenariat avec le [North Shore Mi'kmaq Tribal Council](#) qui représente sept communautés des Premières Nations du Nouveau-Brunswick. Le plus intéressant dans ce projet, c'est son approche agrivoltaïque : plutôt que de considérer l'agriculture et l'énergie solaire comme des utilisations concurrentes du sol, la famille qui gère ces terres depuis cinq générations prévoit de faire pâturer des moutons, de cultiver des myrtilles et d'élever des abeilles aux côtés d'environ [340 000 panneaux solaires](#) une fois que la centrale sera opérationnelle. Les terres seront ensuite remises en état pour une utilisation agricole pendant toute la durée du projet. Avec une capacité de 150 MW, ce projet serait le plus grand parc solaire de l'histoire du Nouveau-Brunswick, soit environ [15 fois plus grand que des projets régionaux comparables](#).

Le projet permettrait de produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 12 500 foyers et d'éviter le rejet d'environ 62 000 tonnes de CO₂ dans l'atmosphère par an, soit l'équivalent du retrait de 14 000 voitures des routes chaque année. Le projet prévoit aussi des opportunités de formation et d'apprentissage par l'intermédiaire du Conseil de bande. Une étude environnementale a été déposée en avril 2026 et des séances de consultation communautaire ont eu lieu de mai à juillet 2026. Les promoteurs visent une mise en service du projet en 2029, mais le projet doit encore obtenir les autorisations réglementaires et trouver un acheteur.

(Wasoqonatl, un projet conjoint du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, est présenté dans la section [Interconnexions](#) ci-dessus.)

Nouvelle-Écosse

Nova East Wind et Wind West incarnent la même ambition à deux échelles différentes : l'un vise à démontrer la faisabilité de l'éolien en mer flottant au Canada, tandis que l'autre imagine ce qui se passerait si cette technologie était déployée à une échelle capable de transformer la province.

Nova East Wind

Bien que le Canada dispose de ports et de fournisseurs locaux qui construisent et entretiennent des composants éoliens en mer pour des projets américains et internationaux, le Canada ne compte pour l'instant aucun parc éolien en mer. Le projet [Nova East Wind](#) serait une première nationale : un projet flottant de 300 à 400 MW situé entre 20 et 30 km au large de Goldboro, développé par une coentreprise entre DP Energy et SBM Offshore. Avec environ 20 à 25 éoliennes flottantes d'une puissance d'environ 15 MW chacune, dont la mise en service est prévue pour 2030, ce projet est présenté comme un véritable tremplin pour le développement d'une industrie éolienne en mer et d'une chaîne d'approvisionnement plus larges dans la région atlantique du Canada. Il soutient d'autant plus l'objectif Nouvelle-Écosse visant à atteindre [80 % d'électricité renouvelable d'ici 2030](#). Le projet est encore à la phase de préconstruction, soumise au processus d'attribution des terres pour l'éolien en mer de la Régie Canada-Nouvelle-Écosse de l'énergie extracôtière.



La régie a présélectionné sept soumissionnaires, dont un groupe qui [inclut Nova East Wind](#), et [l'appel d'offres officiel](#) est attendu dans le courant de l'année 2026. L'éolien en mer flottant reste une technologie émergente au Canada et mérite d'être suivi de près.

Wind West

La Nouvelle-Écosse a une stratégie d'éolien en mer ambitieuse qui vise à exploiter [un potentiel éolien record](#) de 60 GW dans la province et au-delà, acheminé vers le marché grâce à de nouvelles infrastructures de transport d'électricité. À titre de comparaison, la consommation maximale de la Nouvelle-Écosse n'atteint qu'[environ 2,4 GW](#) et la phase initiale prévoit environ 5 GW, soit le double des besoins énergétiques en période de pointe de la province. Le coût du projet [Wind West](#) est estimé à 69 milliards de dollars, avec une première production d'électricité [dès 2033](#), bien que les [promoteurs indiquent que 2035](#) est probablement la date la plus précoce pour la mise en service des éoliennes en mer. La province affirme que cette source d'énergie pourrait à terme répondre à environ [un quart des besoins en électricité du Canada](#), bien qu'un [rapport indépendant de Stantec](#) ait conclu que le potentiel de la région est inférieur à ce que certains politiciens avaient prévu (mais reste néanmoins significatif).

Le marché commence également à manifester un intérêt. En mars 2026, Hydro-Québec a initié [une requête d'informations](#) afin d'évaluer les options d'approvisionnement et de transport d'électricité provenant de parcs éoliens en mer au large de la Nouvelle-Écosse. Un [accord conclu en février 2026](#) avec le Massachusetts témoigne d'un réel intérêt pour un tracé de transport sous-marin vers la Nouvelle-Angleterre, avec une option de [transport par voie terrestre](#) via le Nouveau-Brunswick. Ottawa a également financé une [étude de faisabilité](#) en attendant la confirmation de partenaires du secteur privé. Un support pour ce secteur émergent prend déjà forme. [Net Zero Atlantic](#), qui organise l'[Offshore Wind Readiness Forum](#), Énergie marine renouvelable, qui soutient les fournisseurs et les travailleurs et travailleuses locaux, ainsi que l'[Atlantic Offshore Wind Coalition](#), engagée dans la promotion d'une énergie éolienne en mer responsable, sont prêtes à s'impliquer.

Jeter les bases

Toutes les avancées répertoriées ici ne prennent pas la forme d'un parc éolien de 300 MW. Les accords, les plans et les initiatives à l'échelle locale qui sous-tendent ces réalisations jettent les bases des prochains projets.

Territoires du Nord-Ouest

Les Territoires du Nord-Ouest ne comptent pas de projets individuels ou interjuridictionnels atteignant le seuil requis, mais il y a là un véritable élan qui mérite d'être souligné. Les réseaux électriques du territoire ont longtemps été fragmentés et isolés du reste du Canada, et de nombreuses communautés dépendent principalement du diesel ou du gaz naturel. En avril 2025, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a chargé la Commission des services publics d'exiger que les services publics élaborent un [Plan du réseau électrique intégré](#). Il s'agit d'un plan progressif visant à orienter la manière dont l'électricité sera fournie, produite, utilisée et gérée au cours des vingt prochaines années, notamment en établissant l'ordre des



investissements dans les infrastructures et en réduisant la dépendance au diesel. Le gouvernement affirme que ce plan favorisera une approche plus coordonnée, [à l'échelle du territoire](#), de la planification à long terme. Les services publics examinent actuellement leur [engagement](#) auprès des communautés et des gouvernements autochtones, qui a pris fin en mars 2026. Les Territoires du Nord-Ouest ont également signé l'entente sur le [corridor énergétique national](#), un accord interprovincial et territorial élargi, aux côtés de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, du Nouveau-Brunswick, du Yukon, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse, afin de faire avancer de nouveaux projets de transport d'électricité et des interconnexions stratégiques à travers le Canada.

Terre-Neuve-et-Labrador

Remarque concernant Churchill Falls et Gull Island :

Churchill Falls et Gull Island (un nouveau projet de centrale sur le cours inférieur de la rivière Churchill, en aval de Churchill Falls) dépassent, à lui seul, de loin le seuil de 100 millions de dollars qui définit cette liste, l'ensemble des projets étant estimé à près de [70 milliards de dollars](#). Mais un différend de longue date sur le consentement des peuples autochtones les maintient en marge de l'initiative Voir grand. Les communautés innues du Québec (Innu Takuaikan Uashat Mak Mani-Utenam et Matimekush-Lac John) ont catégoriquement [rejeté l'accord actuel](#) concernant Churchill Falls et Gull Island et ont engagé des [poursuites judiciaires](#) qui remontent à plusieurs décennies avant cet accord. Pour cette raison, et non en raison de l'ampleur ou du coût d'investissement du projet, ce projet est traité séparément des projets précédents inclus dans l'initiative Voir grand.

Au-delà de ce projet énergétique, qui est à la fois l'un des plus importants et surtout l'un des plus contestés, une tendance se dessine dans les secteurs de l'éolien et du stockage : le [microréseau éolien et de batteries de Nain](#), au Nunatsiavut, bénéficie d'un financement fédéral pour réduire la consommation de diesel, et Newfoundland and Labrador Hydro a sollicité des [manifestations d'intérêt](#) l'an dernier pour une capacité garantie pouvant atteindre 150 MW sur le réseau de l'île.

Malheureusement, la plupart des projets dont le coût d'investissement est suffisant pour atteindre le seuil des 100 millions de dollars sont liés à l'accord de Churchill Falls et de Gull Island (voir ci-dessus), y compris le [projet éolien de 2 000 MW au Labrador](#). L'évaluation régionale de [l'exploitation de l'énergie éolienne extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador](#) a rendu son rapport final en janvier 2025, il s'agit toutefois d'un exercice de planification ne comportant ni projet ni montant financier précis. L'[étude du projet d'extension du réseau de transport d'électricité du Labrador Ouest](#) bénéficie d'un financement fédéral pouvant atteindre 2,3 millions de dollars et s'inscrit dans le même programme fédéral que l'accord de Churchill Falls et Gull Island.

Île-du-Prince-Édouard

L'Île-du-Prince-Édouard ne compte pas non plus de projets individuels atteignant les seuils définis par l'initiative Voir grand. La province s'inscrit toutefois dans ce que le gouvernement fédéral qualifie d'approche « unique en son genre au Canada » : le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ont



signé un protocole d'entente au mois de juillet 2026 destiné à faire progresser la [coopération régionale en matière d'électricité et l'intégration des réseaux électriques dans les Maritimes](#), avec le soutien d'Ottawa. Auparavant, les provinces n'avaient jamais abordé l'électricité comme une seule région. Cette entente ouvre la voie à la création éventuelle d'un opérateur de réseau indépendant pour les Maritimes et s'inscrit dans le cadre d'un financement fédéral récemment annoncé de [5,9 millions de dollars](#) en faveur du PEI Energy Corporation. Cette entente vise à accroître la capacité de transport sous-marine entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard et constitue une nouvelle étape vers un réseau électrique davantage interconnecté dans les Maritimes.

Et maintenant?

Cet inventaire de projets montre que le déploiement des énergies renouvelables au Canada est déjà en cours, avec beaucoup d'élan, de véritables partenariats et une vision claire de ce qui fonctionne lorsque les règles et politiques sont bien conçues. Mais avoir une liste de projets viables ne veut pas pour autant dire bien les réaliser. Ce rapport n'est donc qu'une première étape.

Un rapport complémentaire sur les principales barrières, dont la publication est prévue à l'automne 2026, se consacrera aux obstacles à la mise en œuvre de projets d'énergies renouvelables de qualité et s'efforcera de répondre à la question : comment y remédier? S'appuyant sur les tendances identifiées dans le rapport *Voir grand*, ce rapport complémentaire examinera de plus près les obstacles susceptibles de freiner, voire de faire échouer, les projets d'électricité propre dès l'étape de la planification et de l'accès au réseau, jusqu'à la période de consultations et l'obtention des autorisations et du financement. Il explorera les facteurs qui garantissent la viabilité des projets sur le terrain, comme l'importance d'une consultation constructive, en amont, avec les communautés impactées, une approche participative avec les communautés autochtones axée sur l'équité, et les modèles émergents susceptibles d'être adaptés à d'autres régions et déployés à grande échelle. Le rapport sur les barrières se penchera aussi sur les lacunes structurelles que cet inventaire met en évidence sans les résoudre, notamment : le manque de cohérence dans la déclaration des coûts d'investissement, les mécanismes du régime foncier et les conditions pour les consultations, ainsi que la mosaïque de règles provinciales en matière de marchés publics qui détermine si un partenariat avec les peuples autochtones est quasi systématique ou une considération secondaire.



Conclusion

Voir grand est une invitation. Depuis des années, le mouvement climatique se définit par son opposition : mettre un terme aux projets néfastes, défendre les communautés et demander des comptes aux gouvernements. Ce travail reste essentiel, et l'initiative Voir grand ne le remplace pas. Il complète cette opposition en mettant de l'avant des opportunités, en ouvrant la voie à des projets dignes de soutien, à un moment où les gouvernements avancent des projets d'infrastructure à grande échelle qui façonneront l'économie et les systèmes énergétiques du Canada pour les décennies à venir.

CAN-Rac représente près de 200 organisations à travers le pays, rassemblant des groupes environnementaux, des syndicats, des Premières Nations, des organisations de justice sociale, de développement, de santé et de jeunesse, des groupes religieux et des initiatives locales. Avec ses membres, CAN-Rac élabore des lignes directrices communes, des analyses fiables et travaille à concevoir des outils concrets qui permettent à son réseau de s'impliquer et de rester informés dès les premières étapes de planification et de choix du site d'un projet, y compris pendant les phases de consultations, d'autorisation, de construction et d'exploitation. L'objectif est d'appuyer les projets qui font avancer l'action climatique, créent des emplois de qualité, respectent les droits des peuples autochtones et profitent aux communautés, et de s'opposer fermement à ceux qui ne répondent pas à ces critères. Les projets figurant sur la liste ne bénéficient pas pour autant de notre appui. Pour beaucoup des projets, l'information disponible publiquement reste limitée. La décision finale revient aux communautés et aux organisations les plus directement concernées. Au cours de l'année à venir, Voir grand travaillera à définir ce qu'est un bon projet : socialement responsable, respectueux de l'environnement et prêt à réaliser.

Le futur énergétique propre du Canada est à un moment charnière. L'économie des énergies renouvelables se construit en ce moment même, avec ou sans nous. Ensemble, le présent rapport et le prochain sur les barrières apportent une réponse à la même question sous des angles opposés. Celui-ci démontre qu'il est possible de voir grand et que cette approche se construit déjà, alors que le suivant met en évidence les obstacles à une future énergétique propre et les changements requis pour que les projets d'énergies renouvelables soient bien construits, avec la participation des communautés et en partenariat avec les peuples autochtones. Ce que le Canada construira ensuite dépendra de ceux et celles qui répondront présent. La question n'est plus de savoir si nous pouvons construire un avenir énergétique propre, mais si le gouvernement veut voir grand, avec nous, et s'il s'engagera à bâtir ce futur de la bonne façon, pour notre avenir collectif.

Contact

Ami Gagné, Gestionnaire de projet, Énergie propre
amigagne@climateactionnetwork.ca

Katie Gibbs, Directrice des politiques nationales
katiegibbs@climateactionnetwork.ca

Caroline Brouillette, Directrice exécutive
carolinebrouillette@climateactionnetwork.ca

Voir grand : bâtir le futur énergétique propre du Canada



Pour plus d'informations ou organiser une entrevue, contactez :

Audrey Robillard, Gestionnaire des communications par intérim

audreyrobillard@climateactionnetwork.ca



Annexe

Annexe A : Yes Agenda Project Inventory (en anglais)

- Consulter l'inventaire de projets, en anglais : [Yes Agenda Project Inventory](#)

Annexe B: Note méthodologique

- Consulter la note méthodologique de Dunsy Énergie + Climat traduit en français par le Réseau action climat Canada : [Note de méthodologie](#)