

## POINT DE VUE ÉCONOMIQUE

# Un nouveau projet du siècle : la transition énergétique doit passer des cibles à l'exécution

Par Marc-Antoine Dumont, économiste senior, et Florence Jean-Jacobs, économiste principale

Le choc pétrolier de ce printemps a remis à l'avant-plan les désavantages d'une trop grande dépendance aux hydrocarbures, dont le Québec est un importateur net. En parallèle, les barrières tarifaires mises en place par les États-Unis ont ravivé les efforts pour diminuer notre dépendance économique à des facteurs externes sur lesquels le Québec n'exerce que peu de contrôle. De plus, les échéances de carboneutralité se rapprochent, et l'attractivité des territoires possédant de l'énergie propre abondante, fiable et abordable est rehaussée. Bref, la sécurité et la souveraineté énergétiques apparaissent comme des priorités stratégiques pour asseoir la croissance économique du Québec à moyen et long terme. C'est maintenant l'heure d'explicitier les choix et d'enclencher concrètement l'exécution. La production accélérée d'énergie renouvelable constitue un catalyseur de croissance économique prometteur qui pourrait générer des retombées positives pour plusieurs filières industrielles et même en créer de nouvelles. Mais les risques d'exécution ne doivent pas être sous-estimés – ils doivent être prévus, et les mesures de contingence appropriées doivent être identifiées en amont.

## Un nouveau projet du siècle

L'ambition du [Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec](#) est considérable. Il prévoit l'ajout de 8 000 MW à 9 000 MW de puissance, pour un coût de près de 200 G\$ en dollars courants. Même la première phase du complexe de la Baie-James, le « projet du siècle » des années 1970 et 1980, peine à soutenir la comparaison, surtout sur le plan des coûts (graphique 1). En dollars constants de 2023, chaque nouveau kilowatt du Plan 2035 représente environ 19 375 \$, contre 3 140 \$ pour

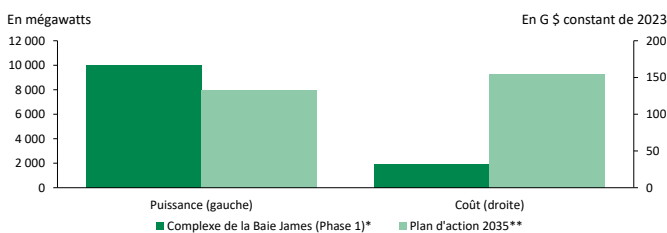
la Baie-James. Notons toutefois que la comparaison n'est pas parfaite. Le contexte a changé sur le plan de l'acceptabilité sociale, des contraintes réglementaires, et des normes de construction, ce qui accroît les coûts de construction.

Si tous les projets se concrétisent, Hydro-Québec augmentera sa capacité de production d'environ 40 % au cours des dix prochaines années. Une partie proviendra de la réfection de centrales existantes et de nouveaux barrages, mais près de 10 000 MW de puissance installée seront issus de l'éolien. Il est également important de prendre en note que la réglementation actuelle ne reconnaît que 15 % de l'énergie installée comme étant productrice, dû à la variabilité du vent. Cette orientation marque une rupture avec la dominance historique de l'hydroélectricité, tout en prolongeant la tradition d'innovation de la société d'État. Au total, c'est 60 TWh d'énergie qu'Hydro-Québec ajoutera d'ici 2035 (graphique 2 à la page 2).

Hydro-Québec souhaite ainsi devenir un chef de file de l'énergie éolienne, comme elle l'a été pour les grands barrages et le transport d'électricité à très haute tension. Le Plan d'action 2035 pourrait donc s'imposer comme un nouveau projet du siècle, mobilisant des investissements de plusieurs milliards de dollars et près de 35 000 travailleurs de la construction, selon Hydro-Québec.

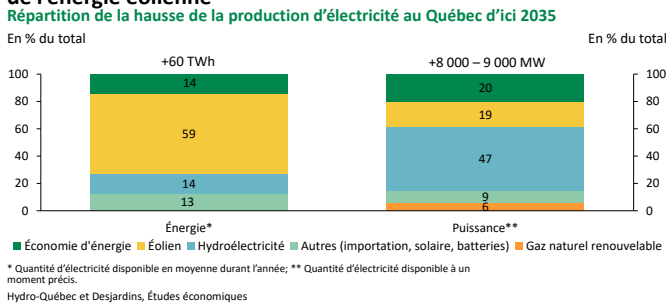
### Graphique 1

Le plan d'action 2035 représente un nouveau projet du siècle



\* Le coût de construction est actualisé en valeur de 2023 en se basant sur les chiffres publiés en 1987 (13,7 G \$);  
 \*\* Les bornes inférieures publiées dans le Plan d'action 2035 de la puissance et des coûts sont utilisées.  
 Le complexe hydroélectrique de la Grande Rivière : réalisation de la première phase (1987), Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec et Desjardins, Études économiques

**Graphique 2**  
Hydro-Québec ajoutera plus de 60 TWh d'énergie, principalement de l'énergie éolienne



Hydroélectricité

L'hydroélectricité demeure le pilier de l'approvisionnement électrique du Québec, avec 67 barrages parmi les plus importants au monde, auxquels s'ajoutent plusieurs installations privées alimentant notamment les sites industriels, dont les alumineries du Saguenay-Lac-Saint-Jean. Le Plan d'action 2035 mise sur ce patrimoine en prévoyant l'ajout d'environ 4 000 MW, par la réfection de centrales existantes ou la mise en service de nouvelles installations.

Hydro-Québec a toutefois peu construit de grands barrages au cours de la dernière décennie, à l'exception du complexe de la Romaine, achevé en 2022. Malgré les ambitions du Plan d'action 2035, les projets envisagés sont surtout axés sur la réfection et la réhabilitation d'ouvrages existants. Cela dit, Hydro-Québec ne ferme pas complètement la porte à la construction de nouveaux barrages.

Le regain d'intérêt mondial pour l'hydroélectricité s'accompagne d'innovations, notamment la numérisation des installations, l'entretien prédictif des turbines, l'optimisation de la production et la gestion plus fine des réserves d'eau. Hydro-Québec mène déjà des travaux en ce sens, incluant la numérisation, le contrôle à distance, l'imagerie de haute précision des turbines et l'amélioration des matériaux et des techniques de construction.

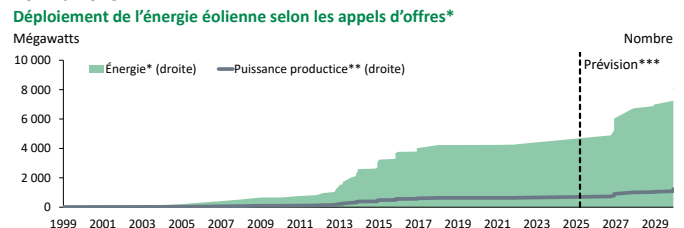
Ces transformations devraient accroître la demande pour des corps de métier spécialisés, à la fois en technologie et en construction, afin de moderniser, de concevoir et d'entretenir les barrages de nouvelle génération.

Éolien terrestre

Bien que l'engagement d'Hydro-Québec dans l'énergie éolienne remonte aux années 1990, c'est surtout au cours de la dernière décennie que cette filière a connu un véritable essor. Entre 2012 et 2023, environ 3 000 MW de puissance éolienne ont été déployés, ce qui a triplé la capacité installée de la province

(graphique 3). Le Plan d'action 2035 prévoit d'ailleurs une expansion majeure du parc éolien public, lequel augmenterait de plus de 240 % au cours des dix prochaines années.

**Graphique 3**  
La capacité de production d'électricité provenant des éoliennes a triplé de 2012 à 2023

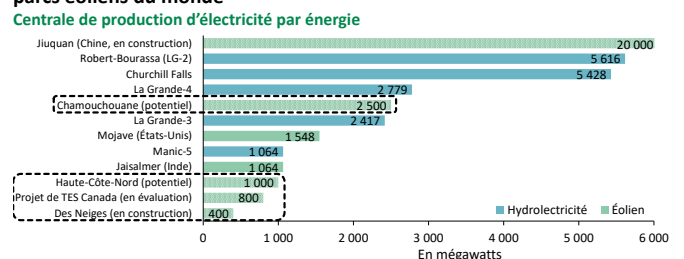


\* Ne compte que les parcs éoliens ayant fait l'objet d'appels d'offres par Hydro-Québec (exclut les projets privés); \*\* La réglementation actuelle ne reconnaît que 15 % de l'énergie installée comme étant productrice, dû à la variabilité du vent; \*\*\* Prévisions selon les projets retenus durant les appels d'offres (exclut les projets privés).  
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, Hydro-Québec et Desjardins, Études économiques

Aussi ambitieuse soit-elle, cette cible s'appuie sur plusieurs facteurs favorables. D'une part, plus de 3 900 MW de projets sont actuellement à l'étude ou en construction, ce qui ramènerait l'écart à combler à environ 6 100 MW. D'autre part, la productivité des éoliennes s'est nettement accrue, réduisant le nombre total d'unités nécessaires. Alors qu'une éolienne produisait en moyenne 1,5 MW au début des années 2000, les progrès technologiques et les gains d'efficacité permettent désormais aux parcs récents d'atteindre une puissance unitaire supérieure à 4 MW. Certains projets en développement, comme celui de Madawaska, affichent même une productivité potentielle avoisinant les 6 MW.

Enfin, la taille moyenne des parcs devrait continuer d'augmenter, ce qui favoriserait des économies d'échelle, et ce, malgré les défis opérationnels et logistiques généralement associés aux projets de grande envergure. Certains des projets en cours figurent parmi les plus gros au monde (graphique 4).

**Graphique 4**  
Les projets éoliens d'Hydro-Québec vont s'inscrire parmi les plus grands parcs éoliens du monde



Hydro-Québec, gouvernement du Québec, TES Canada, gouvernement de la Chine, gouvernement de l'Inde, gouvernement de la Californie et Desjardins, Études économiques

## Énergie nucléaire

En 2012, Hydro-Québec a cessé d'exploiter Gentilly-2, sa seule centrale nucléaire commerciale et n'a depuis développé aucun nouveau projet nucléaire. Or, la technologie a progressé, notamment avec les petits réacteurs modulaires (PRM). Contrairement aux centrales conventionnelles, dont la construction peut dépasser dix ans, les PRM visent des délais d'environ trois ans grâce à sa conception plus simple et standardisée et à la fabrication partielle en usine. Cette mise en service plus rapide pourrait aussi réduire les frais d'intérêt liés au financement.

Cette technologie demeure toutefois en phase de démonstration commerciale. La centrale de Darlington, en Ontario, accueillera le premier PRM commercial du G7, une unité de 300 MW dont la mise en service est prévue d'ici la fin de la décennie. Le projet servira de test pour évaluer la viabilité économique et opérationnelle du concept.

Même si le Québec s'est historiquement tenu loin du nucléaire, les PRM pourraient présenter certains avantages. Ils pourraient notamment être déployés plus rapidement que de nouveaux barrages, dont la réalisation peut prendre environ 12 ans, sans compter l'obtention des permis. Ils pourraient aussi s'appuyer en partie sur une chaîne d'approvisionnement canadienne, notamment pour l'uranium. Le Canada est l'un des rares mineurs de ce minerai. Toutefois, plusieurs PRM nécessitent de l'uranium enrichi, mais le Canada n'a pas développé les capacités d'enrichir de l'uranium, ce qui soulève des enjeux de sécurité d'approvisionnement.

## Efficacité énergétique

Enfin, outre les sources de génération d'énergie traditionnelles, Hydro-Québec considère maintenant l'efficacité énergétique comme une source à part entière d'approvisionnement. En réduisant les besoins énergétiques à la source, à l'aide de technologies de plus en plus sophistiquées et abordables, la société d'État compte faire des gains importants de kilowattheures. Selon le rapport préliminaire en vue du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE), les gains d'efficacité pourraient combler plus de 16 % de la demande énergétique totale en 2050. Les gains d'efficacité énergétique cumulés de 53 TWh correspondraient à 33 % des nouveaux approvisionnements à l'horizon 2050, contre 47 % pour la nouvelle production (tableau 1). Ces gains d'efficacité permettront d'éviter la construction de nouvelles installations de génération d'électricité (sans oublier l'infrastructure de distribution corollaire), avec de nettes économies de coûts. Après tout, les projets les moins coûteux sont ceux qu'on n'a pas besoin de construire. Les efforts nécessaires sont répartis dans tous les

**Tableau 1**

**Le tiers des nouveaux approvisionnements lié à l'efficacité énergétique**

NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS D'ICI 2050 PAR RAPPORT À 2022*	Énergie (TWh)	% du total
Nouvelle production au Québec	75	47 %
Variations des échanges commerciaux	33	20 %
Efficacité énergétique électrique	53	33 %
<b>TOTAL</b>	<b>161</b>	<b>100 %</b>

\* Selon le Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE (janvier 2026), scénario de demande intermédiaire (D2).  
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie et Desjardins, Études économiques

secteurs, en particulier les bâtiments (surtout résidentiels<sup>1</sup>). Il est prévu que l'installation de thermopompes résidentielles, les améliorations à l'enveloppe thermique des bâtiments ainsi que l'utilisation de biénergie dans les usines diminueront la demande en chauffage et atténueront les pics de consommation hivernale, limitant les besoins en nouvelles capacités de production.

Une mise en garde importante doit cependant être faite. L'ambition 2035 d'Hydro-Québec de dégager 1,6 TWh par an d'économies récurrentes (pour un total de 21 TWh d'ici 2035) apparaît très optimiste, au vu des progrès passés : entre 2018 et 2023, l'efficacité énergétique se chiffrait à 0,7 TWh par an en moyenne, comme le souligne l'[Institut du Québec \(2024\)](#). Pour les ménages, des incitatifs adéquats devront être en place pour assurer l'intégration des technologies d'efficacité énergétique dans les résidences.

## Des capacités de production... sans oublier le corollaire de la distribution

### Réseau de transport de l'électricité

À quoi bon accroître la production d'électricité si celle-ci ne peut être acheminée vers les zones où la demande est la plus forte? Dans le Plan d'action 2035, deux défis majeurs se posent en matière de transport de l'électricité.

Le premier concerne la capacité du réseau existant. Les lignes à haute tension actuelles ne pourront absorber l'ensemble des nouveaux volumes de production. Il sera donc nécessaire d'augmenter leur capacité, généralement par l'ajout de câbles ou par la modernisation des infrastructures en place. Il s'agit notamment du cas du projet de la nouvelle ligne dans la vallée du Saint-Laurent. Le second défi est d'ordre géographique. Les sites de production éolienne ne coïncident pas avec ceux des barrages existants. Les ressources éoliennes et hydroélectriques

<sup>1</sup> En 2050, les gains potentiels dans les bâtiments résidentiels pourraient atteindre jusqu'à 35 TWh, contre 17 TWh pour le secteur commercial (selon le rapport préliminaire en vue du PGIRE, 14 janvier 2026).

ne se trouvent pas aux mêmes endroits. Il s'impose ainsi de développer de nouvelles lignes de transport afin de raccorder les futurs parcs éoliens, principalement situés dans les Appalaches-Bas-Saint-Laurent et sur la Côte-Nord. Cela implique la construction de plusieurs centaines de kilomètres de câbles et de pylônes pour acheminer l'électricité produite dans l'est de la province vers les grands centres urbains de l'ouest et du centre. Cela devra être fait alors que le prix du cuivre et de l'aluminium (matériau clé dans la fabrication de câbles) se trouve à des niveaux historiquement élevés. Comme le rappelle la Régie de l'énergie dans son [récent avis](#) : « la disponibilité [énergétique] réelle dépend autant de la capacité à acheminer l'énergie et la puissance que de la capacité à les produire. [...] Un mégawatt produit n'est pas automatiquement un mégawatt livrable. [...] Une trajectoire énergiquement ambitieuse, mais fragile au niveau du réseau, n'offre pas une disponibilité réelle. »

### Des risques d'exécution

#### De la planification à la mise en œuvre

La Régie de l'énergie du Québec le rappelait récemment : « Les années 2026 à 2035 sont susceptibles de déterminer une grande partie de la robustesse réelle de la transition énergétique. » Après l'adoption de grands cadres de planification, dont le Plan pour une économie verte et le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, l'enjeu n'est plus seulement de fixer des objectifs. Il est maintenant de déterminer comment les atteindre.

Au-delà de la construction de nouveaux barrages et de parcs éoliens, Hydro-Québec devra également moderniser la gestion de ses infrastructures. La flexibilité des moyens de production devient essentielle pour pallier l'irrégularité des énergies intermittentes (éolien, solaire). Même si les barrages et leurs réservoirs agissent comme des batteries naturelles, ils ne suffiront probablement pas à eux seuls à maintenir la stabilité du réseau. Le déploiement de batteries de grande capacité permettrait de compenser les baisses de production lorsque le vent faiblit ou que l'ensoleillement diminue. Ces batteries offrent aussi une capacité d'ajustement plus rapide qu'une variation du débit dans une turbine hydroélectrique. À cet égard, le Texas constitue un exemple intéressant, avec une intégration accrue du stockage pour soutenir la fiabilité du réseau. Une meilleure gestion de la demande, notamment par des projets comme Hilo, aidera également à pallier une plus forte variabilité de la production d'électricité.

#### Un plan attendu pour réduire l'incertitude

Le PGIRE, attendu d'ici la fin de la session parlementaire de juin, devra préciser les choix retenus. Sa version préliminaire, publiée en janvier, présentait plusieurs trajectoires possibles (incluant en lien avec la demande d'industries en émergence, comme

l'intelligence artificielle), mais a été jugée trop exploratoire par la Régie. À la suite de son [avis du 30 mars](#), les parties prenantes s'attendent donc à un plan plus explicite, capable de réduire l'incertitude et de mieux encadrer l'exécution (encadré à la page 5).

Les risques à intégrer sont nombreux : délais d'autorisation, disponibilité de la main-d'œuvre spécialisée, chaînes d'approvisionnement, coûts de construction, acceptabilité sociale, coordination institutionnelle, contraintes de permis, capacités industrielles et maturation technologique de certains vecteurs énergétiques. C'est pourquoi la Régie recommande un test explicite de disponibilité énergétique réelle. Celui-ci reposerait sur trois critères : une disponibilité physique et livrable, une fiabilité en conditions difficiles et une soutenabilité économique tenant compte des coûts complets, des impacts tarifaires par catégorie de clients ainsi que des risques de dépassements de coûts et de retards.

### La prévisibilité tarifaire comme levier

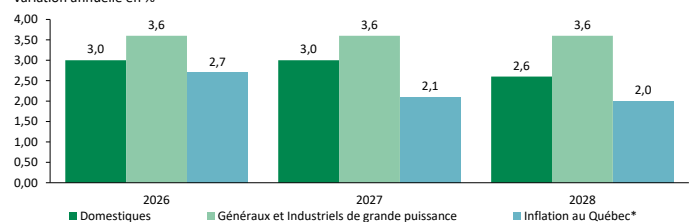
La prévisibilité devient un élément central de cette exécution. Depuis 2025, la planification tarifaire d'Hydro-Québec s'effectue sur trois ans plutôt que sur une base annuelle, afin d'offrir un cadre plus stable aux consommateurs et aux entreprises. Hydro-Québec prévoit d'ailleurs une hausse de 3,0 %, soit le maximum possible dans le cadre réglementaire actuel, de son tarif résidentiel en 2026, supérieure à l'inflation attendue (graphique 5).

#### Graphique 5

##### Des hausses des tarifs d'électricité supérieures à l'inflation

###### Tarifs d'électricité (proposition d'Hydro-Québec)

Variation annuelle en %



\* Prévisions de Desjardins.  
Hydro-Québec et Desjardins, Études économiques

Ce signal de prix demeure un mécanisme économique important et efficace. Une hausse graduelle et équilibrée des tarifs, sans freiner excessivement la croissance, encourage l'investissement afin d'accroître la sobriété énergétique, l'efficacité des bâtiments et l'adoption de technologies vertes. Elle peut aussi soutenir le développement de nouvelles filières, notamment l'éolien.

**ENCADRÉ****Les recommandations de la Régie concernant le PGIRE**

Selon la *Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie*, le gouvernement doit établir tous les 6 ans un Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques, couvrant un horizon de 25 ans. Ce plan doit fixer les cibles en matière d'énergie, de sobriété et d'efficacité énergétiques, ainsi que les grandes orientations liées aux approvisionnements, aux infrastructures et à l'innovation.

Le rapport préliminaire déposé le 14 janvier 2026 présentait plusieurs scénarios d'offre et de demande à l'horizon 2050, sans recommander de trajectoire précise. Dans son [avis du 30 mars](#), la Régie a formulé 21 recommandations, en insistant sur la nécessité de faire du PGIRE un véritable outil de pilotage, avec des jalons et des responsabilités clairement établis. En voici quelques faits saillants :

- ▶ **Le PGIRE définitif devra démontrer, de manière rigoureuse et transparente, la crédibilité opérationnelle, économique et institutionnelle de la transition énergétique proposée.**
- ▶ **Le PGIRE devra documenter les dépendances critiques liées aux intrants**, aux équipements, aux fournisseurs, aux chaînes d'approvisionnement, aux institutions de marché et aux mécanismes de coordination.
- ▶ **Le PGIRE devra accorder une place beaucoup plus explicite à l'adéquation en puissance hivernale, à la capacité d'acheminement du réseau et aux risques d'exécution.**
- ▶ **Le PGIRE doit clairement identifier les transformations matérielles à engager**, les leviers à prioriser, les options à garder ouvertes, les investissements à séquencer, les risques à surveiller et les éléments qui déclencheront une révision de la trajectoire.
- ▶ **Le PGIRE doit donner une lecture robuste des coûts complets** associés aux différentes trajectoires envisagées. Les coûts directs de production doivent être complétés par les coûts d'intégration au réseau, des infrastructures de soutien, les coûts de flexibilité<sup>2</sup> et les risques de dépassement.
- ▶ **La trajectoire retenue dans le PGIRE devrait être accompagnée d'une lecture claire de ses impacts tarifaires pour les différentes clientèles**, afin d'éclairer les arbitrages en matière d'abordabilité, d'équité et de compétitivité économique.
- ▶ **Le PGIRE devrait distinguer deux grands jalons.** Un premier jalon, à court et moyen terme, centré sur la sécurité d'approvisionnement, la gestion de la pointe, la réduction de la demande, l'optimisation des infrastructures existantes, les interconnexions, les capacités de flexibilité et la préparation des infrastructures critiques. Et un second jalon, à plus long terme.
- ▶ **Pour un suivi adéquat de l'exécution du PGIRE, la Régie propose l'élaboration d'un tableau de bord d'indicateurs** portant notamment sur la demande, les impacts tarifaires, l'avancement des projets de réseau, l'efficacité énergétique, les coûts d'investissement et la résilience du réseau.

<sup>2</sup> La flexibilité énergétique est la capacité à ajuster la production, la distribution et la consommation d'électricité pour répondre aux fluctuations de la demande et de l'offre sur le réseau électrique. Plus le réseau électrique comporte des énergies intermittentes, plus les besoins en flexibilité augmentent.

Toutefois, les hausses prévues seront vraisemblablement insuffisantes pour générer les revenus nécessaires pour financer les investissements planifiés, comme le souligne l'[Institut du Québec](#). Déjà en 2025, la hausse des tarifs résidentiels de 3 % fut bien inférieure à la croissance de dépenses de 5,6 % de la société d'État. Pour combler le manque à gagner (actuel et futur), Hydro-Québec sera contrainte de refiler la facture aux consommateurs étrangers et de verser de moindres dividendes au gouvernement du Québec. Ou encore de revoir le cadre réglementaire pour la tarification.

### [Le risque de financement](#)

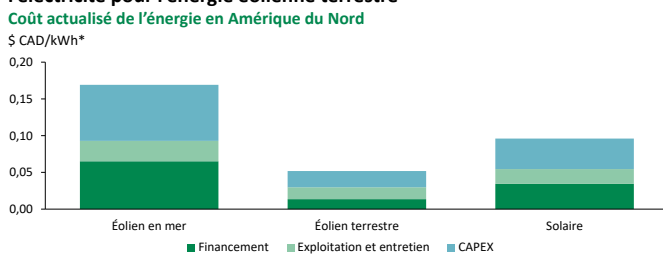
Le Québec devra mobiliser des capitaux considérables pour bâtir son patrimoine énergétique futur et accélérer la décarbonation de son économie. Cet effort s'étalera sur plusieurs années et nécessitera un cadre stable. Si l'incertitude persiste autour des politiques publiques ou du plan d'Hydro-Québec, les capitaux privés risquent de demeurer en retrait et ne pourront pas rejoindre les projets éoliens privés ou les entreprises et les ménages tandis qu'ils se décarbonisent. Pour les attirer, le gouvernement devrait alors réduire le risque associé aux projets,

notamment par une contribution accrue du secteur public, ce qui alourdirait le fardeau budgétaire. Pour les projets énergétiques publics, le gouvernement devra faire preuve d'une saine gestion afin d'éviter un endettement excessif à un moment où d'importants investissements sont nécessaires pour moderniser l'ensemble des infrastructures provinciales.

### Peut-on construire à coût abordable?

Les projets énergétiques sont fortement intensifs en capital, nécessitant des sommes dans les dizaines et centaines de millions de dollars, voire les milliards pour les plus gros projets. Cette dépense en capital est appelée le CAPEX dans le jargon financier. Essentiellement, cela regroupe l'ensemble des coûts de conception et de construction, incluant la main-d'œuvre et les matériaux, afin d'obtenir un parc éolien opérationnel. Selon [l'Agence internationale pour les énergies renouvelables \(IRENA\) \[en anglais seulement\]](#), le CAPEX représente environ 42 % du coût actualisé de l'énergie d'un projet éolien terrestre, soit le coût moyen de production par mégawattheure sur la durée de vie des installations (graphique 6).

**Graphique 6**  
Le financement et le CAPEX représentent 70 % du coût de production de l'électricité pour l'énergie éolienne terrestre



\* Données originales en \$ US, la conversion a été faite en utilisant la moyenne annuelle du taux de change de 2024.  
Agence internationale pour les énergies renouvelables et Desjardins, Études économiques

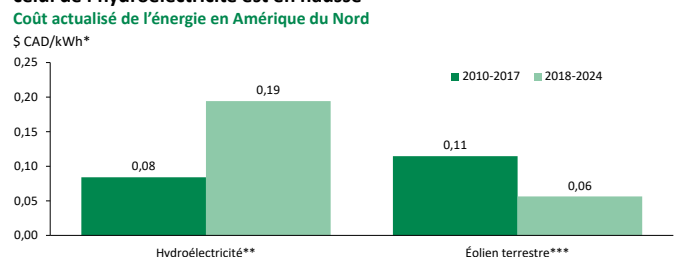
Cet investissement est généralement financé par la dette en majorité, et ce, même pour les projets d'ordre public. Les conditions d'emprunt deviennent donc déterminantes. Plus les montants à financer sont élevés, plus la sensibilité du projet aux taux d'intérêt augmente. Dans un contexte où les taux demeurent supérieurs à ceux observés au cours de la dernière décennie, cette exposition pèse directement sur la rentabilité des projets et, ultimement, sur les tarifs d'électricité. L'IRENA estime que les coûts de financement représentent environ 26 % du coût de production de l'électricité éolienne terrestre. Nous prévoyons d'ailleurs des hausses des taux d'intérêt obligataires en 2027, ce qui alourdira le coût d'endettement des gouvernements et, donc, des projets énergétiques. Ainsi, près de 70 % du coût de production futur de l'électricité dépend des coûts de construction et des conditions de financement, deux éléments largement déterminés avant même le début des travaux.

Plusieurs projets éoliens se trouvent d'ailleurs à ces étapes névralgiques et la Régie a demandé des précisions sur l'incidence des coûts de construction sur le coût de l'électricité. Une gestion rigoureuse du CAPEX et des conditions de financement devient essentielle pour limiter les pressions à la hausse sur les tarifs d'électricité.

La tendance demeure néanmoins favorable : le CAPEX nécessaire aux projets éoliens au Canada a reculé de 61 % depuis 2010 grâce à l'innovation et à l'optimisation des chaînes de production. La turbine, qui comprend la tour, la nacelle et le rotor, demeure la composante la plus coûteuse, avec environ 55 % du coût total d'une éolienne. Le reste provient principalement du raccordement au réseau, du transport, de l'accès aux sites et des infrastructures connexes. Cela dit, les coûts pourraient augmenter dans les prochaines années. La hausse de la demande pour les énergies renouvelables, la forte progression des coûts de construction et les perturbations récentes dans les chaînes d'approvisionnement nord-américaines, attribuables notamment aux tensions commerciales, exercent des pressions haussières sur les coûts.

Les plus récents appels d'offres d'Hydro-Québec pour l'achat d'électricité produite par des parcs éoliens se situent plutôt entre 6 ¢/kWh et 8 ¢/kWh. Comme la marge du producteur avoisine généralement 1 ¢/kWh, et souvent moins, le coût de production implicite se situerait entre 5 ¢/kWh et 7 ¢/kWh. Ce niveau demeure nettement supérieur au coût de production des installations existantes, estimé à environ 3 ¢/kWh. Ces données laissent entrevoir une hausse du coût actualisé de l'énergie éolienne pour les nouveaux projets et, donc, des tarifs d'électricité. Cette technologie demeure toutefois l'une des plus abordables. À titre comparatif, la forte hausse du CAPEX en hydroélectricité aurait entraîné une augmentation d'environ 130 % de son coût actualisé de l'énergie, alors que celui de l'éolien a baissé (graphique 7). Cet écart contribue à expliquer l'intérêt d'Hydro-Québec pour l'éolien, qui conserve un avantage relatif pour les nouveaux approvisionnements.

**Graphique 7**  
Alors que le coût de production de l'électricité de l'éolien est en baisse, celui de l'hydroélectricité est en hausse



\* Données originales en \$ US, la conversion a été faite en utilisant la moyenne du taux de change des périodes; \*\* Pour l'Amérique du Nord; \*\*\* Pour le Canada.  
Agence internationale pour les énergies renouvelables et Desjardins, Études économiques

## De nouvelles filières industrielles

Le plan préliminaire en vue du PGIRE, de même que le plan d'Hydro-Québec, permet d'identifier plusieurs filières pour lesquelles une demande accrue est prévue dans les prochaines décennies. Certaines sont déjà développées, mais leur croissance devrait s'accroître. D'autres filières sont inexistantes ou naissantes au Québec, et sont appelées à se développer – mais avec un délai plus long pour atteindre la maturité. Toutes ces filières impliquent aussi une demande indirecte pour des services (et de la main-d'œuvre) liés à l'implantation des nouvelles technologies associées (tableau 2).

**Tableau 2**

### Le plan du gouvernement implique l'essor de nouvelles filières

FILIERES INDUSTRIELLES	APPLICATIONS	IMPLICATIONS
1 Technologies de CUSC (captage, utilisation et stockage de carbone)	Industrie (pâtes et papier, ciment, chimie), associés; Agricole	Demande accrue pour les biens et services associés; Fabrication des technologies de captage; Mise en place de réseaux de transport du CO <sub>2</sub> .
2 Efficacité des bâtiments (rénovation écoénergétique, pompes à chaleur, enveloppes des bâtiments, réseaux de chaleur / valorisation de l'énergie thermique)	Résidentiel, Commercial, Institutionnel	Fabrication et installation des technologies; Rénovation écoénergétique; Construction d'infrastructures pour la production et la distribution de l'énergie thermique (réseaux de chaleur)
3 Technologies d'efficacité énergétique en entreprise	Industrie	Biens et services conseils associés
4 Technologies de stockage électrique (batteries, systèmes de biénergie)	Hydro-Québec, Industrie	Demande accrue : fabrication, recyclage de batteries, installation de systèmes de biénergie en usines. Essor des minéraux critiques.
5 Bioénergies (biocarbone, gaz naturel renouvelable (GNR), biocarburants, valorisation de la biomasse)	Transport, Industrie, Agricole	Fabrication des bioénergies; Développement de moteurs et de chaudières adaptés (ex. camions, machinerie industrielle et agricole)
6 Véhicules électriques	Résidentiel, Industrie	Demande accrue : réparation de ces véhicules (garages), fabrication
7 Production d'hydrogène	Hydro-Québec	Construction de nouveaux réseaux spécialisés (demande : travaux de génie)
8 Petits réacteurs modulaires (nucléaires)	Hydro-Québec	Dépendra de la trajectoire choisie dans le PGIRE

Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE (MEIE), et Desjardins, Études économiques

Bien qu'il existe de l'incertitude concernant certaines filières, d'autres nous apparaissent assez sûres.

### Les filières confirmées

Premièrement, le plan d'Hydro-Québec en lui-même, stimulera la construction des nouvelles infrastructures, générant une demande importante pour le génie civil ainsi que les services informatiques et logiciels, notamment, sans compter les besoins en produits métalliques pour les lignes de transport de l'électricité. L'essor important de l'éolien permettrait aussi des gains pour les fabricants de matériel servant à la fabrication d'éoliennes.

Ensuite, les solutions de captage, d'utilisation et de stockage de carbone (CUSC) seront de plus en plus recherchées pour réaliser la décarbonation industrielle à l'horizon 2050. Leur utilisation dans divers secteurs est prévue dans les plans gouvernementaux : pâtes et papier, ciment, produits chimiques, agriculture. Il faudra pour cela des investissements des entreprises, et la formation de la main-d'œuvre pour utiliser ces nouvelles technologies. La valorisation de la biomasse forestière devrait aussi s'accroître.

Le développement et l'installation de technologies écoénergétiques sont également voués à une forte croissance, en particulier pour les bâtiments (thermopompes, systèmes

de contrôle intelligents, enveloppe thermique des bâtiments). Les entrepreneurs spécialisés en rénovations écoénergétiques seront de plus en plus sollicités, tout comme les installateurs de thermopompes résidentielles. La construction d'infrastructures de production et de distribution d'énergie thermique (principalement pour les bâtiments non résidentiels) connaîtra fort probablement un bon essor, puisque les réseaux de chaleur font partie du plan gouvernemental à long terme (annexe à la page 9). Dans le secteur de la fabrication, ces perspectives tombent à point nommé. Une demande accrue d'équipement (souvent métallique) associé à l'efficacité énergétique des bâtiments pourrait donner un coup de pouce plus durable à ce secteur fortement éprouvé par le conflit commercial avec les États-Unis. Cela pourrait toutefois nécessiter le pivot de certaines activités de fabrication existantes vers ces niches plus prometteuses.

Les services-conseils, les services scientifiques ainsi que le développement de logiciels permettant des gains d'efficacité énergétique en entreprises sont aussi en bonne posture pour capter les occasions d'affaires émanant des plans ambitieux de décarbonation prévus par le gouvernement du Québec.

### Des filières à trajectoire conditionnelle

D'autres filières pourraient voir une croissance plus ou moins forte, selon la trajectoire qui est ultimement choisie par le PGIRE (p. ex. inclusion du nucléaire dans le mix énergétique). Pour d'autres technologies, la demande n'est pas uniquement dépendante du marché intérieur : elles peuvent dépendre de développements scientifiques influençant l'efficacité de la technologie et la compétitivité relative de ses coûts (p. ex. l'hydrogène, petits réacteurs modulaires) ou encore du contexte plus ou moins favorable à l'échelle nord-américaine et mondiale (p. ex. véhicules électriques, batteries, bornes de recharge intelligentes). Les matériaux critiques et stratégiques essentiels à la filière batterie, mais également pour les technologies numériques continueront de bénéficier de perspectives favorables. Une nouvelle zone d'innovation, la Vallée de la transition énergétique, a d'ailleurs été officialisée dans l'axe Bécancour, Trois-Rivières, Shawinigan.

Les bioénergies constituent un cas aussi nuancé. On peut vraisemblablement s'attendre à ce que les entreprises spécialisées dans le captage par biocharbon bénéficient d'une demande accrue émanant du secteur agricole. Le gaz naturel renouvelable est également voué à croître, puisqu'il fait partie du mix énergétique prévu par le gouvernement, en particulier avec l'expansion de l'utilisation de la biénergie en période de pointe. Pour ce qui est de l'essor des biocarburants pour les véhicules de transport et la machinerie, le contexte nord-américain pourrait influencer leur trajectoire. Si elle est positive, il faut s'attendre à une demande pour des pièces, des moteurs et des chaudières adaptées pour ces véhicules et équipements (agricole, manutention, minier) fonctionnant aux biocarburants,

par exemple. Les mécaniciens et garages spécialisés seraient aussi sollicités pour les réparations associées aux nouvelles flottes de véhicules et d'équipements déployées. Cependant, le peu d'intérêt pour la transition énergétique au sud de la frontière tend à exercer un frein pour des technologies qui bénéficient généralement d'effets d'échelle. Une option pour les entreprises québécoises serait d'identifier des débouchés, ailleurs qu'au Canada, dans des régions plus propices, comme l'Europe et l'Asie, par exemple. Or, la compétitivité sera un défi conséquent pour percer dans ces marchés, et nécessitera de se distinguer en matière d'innovation et de qualité, en raison de concurrence féroce sur les prix.

En conclusion, les plans du gouvernement et d'Hydro-Québec n'impliqueront pas seulement la production et la distribution d'électricité, mais aussi l'acquisition et le remplacement d'équipements, et l'adoption de nouvelles pratiques à travers les secteurs d'activité. Si cela entraîne certes des occasions d'affaires, il ne faut pas sous-estimer les efforts d'intégration dans l'économie et au sein des entreprises. Des dépenses et des investissements conséquents pour les organisations seront requis à travers cette transition (tant en transport et en industrie que dans les bâtiments).

### **Conclusion : la prévisibilité pour favoriser l'investissement**

Le contexte économique a freiné l'investissement des entreprises au cours des 12 derniers mois, et la politique commerciale et les enjeux géopolitiques continuent de souffler des vents contraires. Les agents économiques, qu'ils soient des entreprises ou des individus, répondent aux signaux du marché et aux incitatifs. Plus l'environnement d'affaires est prévisible, plus il permet une planification conséquente et une stratégie adaptée.

Le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec et la transition énergétique devraient constituer d'importants moteurs de demande au cours des prochaines décennies. Ils pourraient aussi offrir de nouveaux débouchés au secteur manufacturier québécois, actuellement sous pression dans un contexte de reconfiguration du commerce international. Pour développer les filières qui seront appelées à répondre aux besoins en construction, en matériaux, en services-conseils et dans plusieurs secteurs connexes, les politiques publiques devront toutefois mieux équilibrer le soutien à la demande et le développement de l'offre. L'expérience du secteur des véhicules électriques illustre les risques associés à des politiques trop fortement orientées vers la demande, soit une forte croissance des prix, alors que l'offre accumulait d'importants retards. Une politique industrielle bien calibrée, capable d'accompagner l'accélération attendue de la demande, permettrait de maximiser les retombées économiques au Québec. À défaut, Hydro-Québec et la province devront davantage se tourner vers des fournisseurs étrangers pour combler leurs besoins.

Enfin, les thèmes abordés dans cette analyse demeurent vastes et ne peuvent être traités de manière exhaustive. Les répercussions d'éventuelles hausses des tarifs d'électricité pour les différentes clientèles en constituent un exemple, et mériteraient une analyse distincte. D'autres enjeux concernent l'énergie solaire, la biomasse, l'acceptabilité sociale et le suivi des projets d'Hydro-Québec. Cette étude vise ainsi à éclairer les principaux enjeux, tout en ouvrant la voie à des analyses complémentaires et à de futurs travaux.

## Annexe

### Hypothèses utilisées pour identifier les filières prometteuses (liste non exhaustive)

#### TRANSPORT

« À partir de 2045, tous les véhicules légers de transport de passagers sont électrifiés et, en 2050, la majorité des camions moyens et des autobus de transport de proximité le sont également. »

#### BÂTIMENTS

« Dans tous les scénarios, les thermopompes à air deviennent la principale solution de chauffage pour les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels, en raison de leur efficacité importante et de leur coût plus accessible. [...] Dans le scénario de demande intermédiaire (D2), les réseaux de chaleur couvrent jusqu'à 33 % des besoins énergétiques dans les bâtiments neufs [...] et jusqu'à 5 % dans les bâtiments existants. »

#### INDUSTRIE

« La mise en œuvre de technologies de CUSC joue un rôle clé dans l'atteinte des objectifs climatiques. Tous les scénarios intègrent des solutions de captage dans l'industrie, notamment dans les secteurs du ciment, de la chimie (via l'utilisation de biomasse pour la production de biocarburants) et des pâtes et papiers, où le captage devient notable à partir de 2035 et dominant après 2045. »

#### AGRICOLE

« Tous les scénarios dépendent de la séquestration du carbone par le biocharbon, aux alentours de 3 Mt éq. CO<sub>2</sub> en 2050 dans le secteur agricole. »

#### ÉOLIEN

« L'éolien connaît une forte croissance dans tous les scénarios. En 2050, la majorité de la production d'électricité provient toujours des centrales hydroélectriques. Toutefois, dans tous les scénarios, la proportion diminue majoritairement en faveur de l'éolien, ce qui permet de diversifier légèrement le bouquet électrique. »