

Disponibilité, Diversification et Résilience Énergétiques : **Constats et recommandations en vue de la finalisation du PGIRE**

Par Mark Purdon

Département de stratégie, responsabilité sociale et environnementale

École des sciences de la gestion (ESG)

Université du Québec à Montréal (UQÀM)

Courriel : purdon.mark@uqam.ca

Rapport fait pour la Régie de l'énergie du Québec

20 février 2026

Mandat d'expertise externe

Table des matières

<i>Liste des sigles et acronymes</i>	<i>iv</i>
<i>Sommaire exécutif</i>	<i>v</i>
<i>I. Introduction</i>	<i>1</i>
Objectif	1
Approche analytique et démarche	1
<i>II. Placer le PGIRE dans l'histoire de la gouvernance énergétique du Québec</i>	<i>2</i>
De TEQ au PGIRE : un changement structurel dans la planification énergétique	3
Consultation publique et engagement des Autochtones	4
<i>III. Comparaison du PGIRE avec d'autres applications de modélisation NATEM</i>	<i>5</i>
Tarification du carbone	5
Commerce d'électricité et arbitrage entre réservoirs	8
Gaz naturel renouvelable	10
Élimination du dioxyde de carbone	11
<i>IV. Disponibilité</i>	<i>12</i>
1. Gestion des pointes de consommation	15
2. Acheminement	16
3. Risques d'exécution	17
4. Dépendances critiques	19
5. Maintien de l'approvisionnement dans des conditions dégradées	20
6. Questions soulevées dans la littérature générale	21
<i>V. Diversification et résilience</i>	<i>22</i>
1. Pointes de consommation	22
2. Acheminement	23
3. Risques d'exécution	23
4. Dépendances critiques	24
5. Maintien de l'approvisionnement dans des conditions dégradées	25
6. Enjeux soulevés dans la littérature	26
<i>VI. Points de rupture</i>	<i>26</i>
Priorité 1 — Risques susceptibles de compromettre fondamentalement les objectifs du PGIRE	27
Priorité 2 — Risques qui limitent considérablement certains scénarios ou horizons temporels	27
Priorité 3 — Risques institutionnels, de gouvernance et d'économie politique	28

VII. Conclusions et recommandations	29
Observations clés	29
Recommandations à l'intention de la Régie	31
Conditions minimales de réussite	32
VIII. Annexes	34
Annexe 1 : Tableaux comparatifs juridiques, institutionnels et de consultation	35
Annexe 2 : Approche de modélisation du PGIRE	38
Annexe 3 : Détails supplémentaires sur la comparaison des modèles NATEM	40
Annexe 4 : Propositions de méthodologie pour la consultation publique	46
Annexe 5 : Politique industrielle verte et contexte international	48
IX. Références	50

LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES

AIE	Agence internationale de l'énergie
AQPER	Association québécoise de la production d'énergie renouvelable
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BECS	Bioénergie avec captage et stockage du carbone
CARB	California Air Resources Board
CBAM	Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (de l'UE)
CDA	Captage direct du CO ₂ dans l'air
CDR	Élimination du dioxyde de carbone (<i>Carbon Dioxide Removal</i>)
CSC	Captage et stockage du carbone
CUSC	Captage, utilisation et stockage du carbone
DACCS	Captage direct de l'air avec stockage du carbone (<i>Direct Air Capture with Carbon Storage</i>)
ESMIA	Société de modélisation énergétique québécoise
GES	Gaz à effet de serre
GNR	Gaz naturel renouvelable
IET	Institut de l'énergie Trottier
IRA	<i>Inflation Reduction Act</i>
IRPP	Institut de recherche en politiques publiques
MEIE	Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
NAGEM-QC	Modèle macroéconomique d'équilibre général pour le Québec
NATEM-QC	Modèle d'optimisation des systèmes énergétiques pour le Québec
NGFS	Network for Greening the Financial System
PEV	Plan pour une économie verte
PGIRE	Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
PHP	Portrait historique projeté
PIB	Produit intérieur brut
PRM	Petit réacteur modulaire
TEQ	Transition énergétique Québec
TPP	Table des parties prenantes
WCI	Western Climate Initiative

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le présent rapport est soumis à la Régie de l'énergie du Québec en réponse à un mandat visant à analyser, sur la base du Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE, la robustesse des scénarios d'offre et de demande d'énergie selon deux dimensions : (a) Disponibilité — la capacité d'assurer un approvisionnement énergétique continu et stable à court et à long terme ; et (b) Diversification et résilience — la capacité d'assurer la sécurité énergétique du Québec. L'analyse porte sur la gestion de la consommation de pointe, la capacité de distribution d'énergie, le risque d'exécution, les dépendances critiques et le maintien de l'approvisionnement dans des conditions dégradées, à court terme (0 à 10 ans) et à long terme (10 à 25 ans et plus).

La principale conclusion est que le rapport préliminaire du PGIRE ne fonctionne pas comme un document de planification au sens où l'entend le projet de loi 69. Les principaux résultats économiques de l'exercice de modélisation NATEM-NAGEM — courbes de coûts marginaux de réduction, impacts macroéconomiques, effets distributifs, projections tarifaires — sont absents du rapport préliminaire. Le rapport ne présente pas ces sorties et n'en documente pas la disponibilité, la portée ni les hypothèses. Sans ces résultats, ni la Régie ni le public ne peuvent évaluer l'efficacité économique ou l'équité distributive des voies proposées.

Une deuxième conclusion concerne quatre mécanismes interdépendants que le PGIRE exclut ou limite de manière inadéquate dans son optimisation : (i) les échanges internationaux de quotas d'émission via le marché du carbone de la Western Climate Initiative (WCI) avec la Californie, (ii) les échanges transfrontaliers d'électricité avec le nord-est des États-Unis, (iii) la production de gaz naturel renouvelable (GNR) et (iv) l'élimination du dioxyde de carbone (CDR). Les deux premiers sont totalement exclus ; l'analyse comparative démontre qu'ils sont les mécanismes les plus à même de réduire les coûts marginaux de réduction exceptionnellement élevés du Québec — de 4 964 dollars par tCO₂e dans le cadre d'une optimisation limitée au Québec à 1 353 dollars avec le lien WCI — tout en renforçant la résilience de l'approvisionnement grâce à l'arbitrage des réservoirs et à la mutualisation régionale des risques. Les deux derniers sont inclus, mais insuffisamment examinés : le GNR se voit attribuer 30 à 40 % du remplacement du gaz fossile d'ici 2050 sans courbes d'approvisionnement en matières premières ni hypothèses de coûts publiées, tandis que le plafond de CUSC de 15,9 MtCO₂ devient contraignant dans tous les scénarios sans justification transparente. L'effet combiné est que les choix de modélisation du PGIRE peuvent conduire à une surestimation du coût de la décarbonisation (en excluant les mécanismes de réduction des coûts éprouvés) et à une sous-estimation du risque de faisabilité (en s'appuyant sur des hypothèses technologiques non validées).

L'évaluation des risques identifie le niveau de la demande comme le facteur le plus important en matière de disponibilité et de résilience. Le scénario D1 (sobriété) surpasse systématiquement les scénarios D2 et D3 pour presque tous les critères. Parmi les voies d'approvisionnement, O3 (éolien et solaire) semble le mieux placé pour tirer parti de la capacité hydroélectrique existante du Québec, en particulier le stockage d'énergie dans les réservoirs et la complémentarité entre l'éolien et l'hydroélectricité documentée dans la littérature, tandis que O1 (nouveaux barrages hydroélectriques) présente le risque d'exécution le plus élevé, avec des investissements cumulés atteignant 536 milliards de dollars dans le scénario D3 et nécessitant jusqu'à 12 nouveaux barrages sur des sites fluviaux de plus en plus éloignés et contestés.

Le rapport identifie quatorze risques classés en trois niveaux de priorité. Les risques de priorité 1, ceux qui pourraient compromettre fondamentalement les objectifs du PGIRE, comprennent : des résultats de modélisation incomplets qui empêchent une prise de décision éclairée ; l'exclusion systématique du WCI et du commerce d'électricité de l'optimisation ; le risque de réalisation de l'efficacité énergétique (53 TWh de gains supposés qui pourraient ne pas se concrétiser) ; et la faisabilité de l'augmentation de la bioénergie (une multiplication par sept pour atteindre 57,5 TWh requise dans tous les scénarios). Les risques de priorité 2 comprennent la dépendance à Churchill Falls (33 TWh ancrés dans un accord de principe incertain), la conception de scénarios imposant des technologies qui obscurcissent les voies optimales, et les concentrations de risques de construction dans les scénarios D2 et D3. Les risques de priorité 3 concernent les faiblesses institutionnelles et de gouvernance, notamment l'institutionnalisation insuffisante de l'exercice de modélisation, la consultation publique et la participation des peuples autochtones potentiellement non représentatives, et la volatilité géopolitique affectant le commerce transfrontalier.

Trois recommandations principales sont adressées à la Régie. Premièrement, exiger les résultats complets de la modélisation NATEM-NAGEM et les analyses de sensibilité supplémentaires, en particulier celles qui assouplissent la limite du Québec pour la liaison WCI et le commerce d'électricité. Deuxièmement, évaluer les scénarios par rapport aux critères de risque tout en notant le profil favorable de la complémentarité éolien-hydroélectricité (O3) combinée à la modération de la demande (D1), et recommander que le PGIRE final inclue au moins un scénario optimisé technologiquement neutre. Troisièmement, reconnaître le commerce international des droits d'émission comme un atout stratégique pour la maîtrise des coûts et la résilience, et non comme un simple mécanisme comptable.

Six conditions minimales (exigences) sont proposées pour le PGIRE final : divulgation complète des résultats NATEM-NAGEM ; analyse de sensibilité intégrant le WCI et le commerce d'électricité ; vérification indépendante des hypothèses d'augmentation de la bioénergie ; justification transparente du plafond de 15,9 MtCO₂ CUSC ; inclusion d'un scénario de portefeuille optimisé et neutre sur le plan technologique ; et spécification d'orientations, d'objectifs et de cibles contraignants dans les six domaines requis par le projet de loi 69. Ces conditions sont accompagnées de cinq jalons couvrant le premier cycle de planification et de cinq mesures d'atténuation portant sur le maintien de la WCI, l'élaboration d'une stratégie commerciale, la surveillance des risques liés à la chaîne d'approvisionnement, l'intégration des partenariats autochtones et la capacité d'adaptation grâce à la surveillance des scénarios et aux déclencheurs de décision.

I. INTRODUCTION

Objectif

Le présent rapport est soumis à la Régie de l'énergie du Québec (la Régie) afin d'appuyer la préparation de son avis à la ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) sur le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) actuellement en cours d'élaboration. Le PGIRE est le nouveau cadre de planification énergétique intégrée du Québec, requis en vertu de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (projet de loi 69), adoptée en juin 2025. La loi confère au MEIE la responsabilité d'établir, tous les six ans, un PGIRE couvrant toutes les sources d'énergie sur un horizon de 25 ans, jusqu'en 2050. Le plan doit contenir un portrait de la situation et des besoins énergétiques du Québec, ainsi que des orientations, des objectifs et des cibles contraignants dans six domaines : la consommation d'énergie, la sobriété, l'efficacité énergétique, l'approvisionnement et l'achat, le développement des infrastructures et l'innovation. Le PGIRE doit être conforme aux orientations du gouvernement du Québec en matière de développement économique (*Le pouvoir québécois*), au cadre stratégique du Québec en matière de climat (Plan pour une économie verte 2030) et à l'objectif de réduction des GES prévu par la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

Le mandat de ce rapport consistait à analyser, sur la base du rapport préliminaire pour l'établissement du PGIRE, deux dimensions liées aux ressources énergétiques :

- La disponibilité, c'est-à-dire la capacité d'assurer un approvisionnement continu et stable en énergie à court et à long terme,
- La diversification et la résilience, c'est-à-dire la capacité d'assurer la sécurité énergétique et la résilience du Québec.

Le présent rapport a pour objectif de tirer des conclusions, d'identifier les enjeux clés et de formuler des recommandations concrètes afin de permettre à la Régie d'étayer son avis à la ministre en vue de finaliser le PGIRE et d'identifier une trajectoire énergétique définitive. Le rapport comprend également une section supplémentaire présentant des éléments que je considère pertinents pour étayer et contextualiser mon analyse.

Approche analytique et démarche

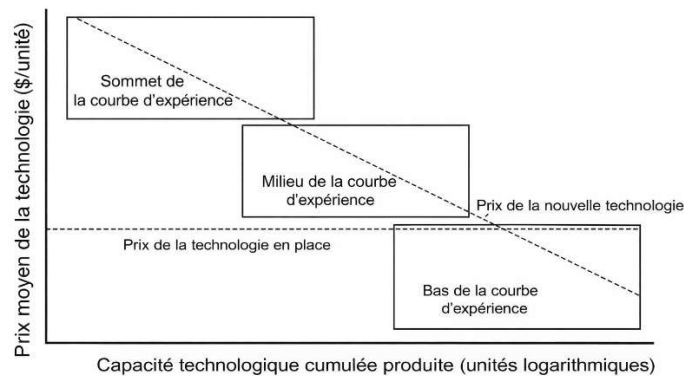
Pour mener cette étude, je me suis appuyé sur le rapport préliminaire pour l'établissement du PGIRE, sur mes connaissances en matière de modélisation technico-économique, en particulier le modèle NATEM-NAGEM développé par l'ESMIA, ainsi que sur ma compréhension du secteur énergétique et de la politique climatique du Québec, y compris ses dimensions économiques, politiques et sociales. J'estime également que le PGIRE doit être compris comme une politique industrielle verte, un instrument destiné non seulement à décarboniser, mais aussi à restructurer l'économie québécoise et à garantir sa compétitivité sur les marchés mondiaux de l'énergie propre.

Mes principaux domaines d'expertise en matière de recherche sont l'économie politique de la politique climatique, en particulier l'atténuation et la décarbonisation. Si j'ai acquis une expertise considérable dans le domaine des instruments de politique climatique, tels que le marché du carbone du Québec, je possède également une expertise dans les dimensions politiques du changement transformationnel, des transitions vers la durabilité et de la politique industrielle verte. Mes recherches s'appuient également sur la théorie des relations internationales, en particulier la coopération internationale dans le cadre des efforts internationaux visant à atténuer le changement

climatique. En outre, et ce qui est important pour le présent rapport sur le PGIRE, j'ai développé une expertise dans la modélisation des systèmes énergétiques, en mettant l'accent sur son rôle dans la prise de décision. Entre 2018 et 2023, j'ai dirigé le projet Joint Clean Climate Transport Research Partnership (JCCTRP), qui a réuni des modélisateurs de systèmes énergétiques, des experts techniques en politique des transports et des politologues du Québec, de l'Ontario, de Californie et de la Nouvelle-Angleterre.

Il est essentiel dans mon analyse de reconnaître la position unique du Québec dans la transition énergétique (figure 1). Selon les termes d'une étude influente sur la politique climatique, le Québec se trouve dans la position enviable d'être au bas de la « courbe d'expérience des technologies propres » (Breetz, Mildenerger, & Stokes, 2018; Purdon, 2024c). Il signifie bien sûr que le Québec peut à juste titre se targuer d'être une économie à faibles émissions, avec l'un des niveaux d'émissions par habitant et par PIB les plus bas d'Amérique du Nord. Mais cela a également des implications importantes lorsqu'on considère les efforts supplémentaires du Québec en matière de transition énergétique et de décarbonisation, car cela signifie que le défi à relever ici diffère considérablement de celui d'autres juridictions en Amérique du Nord. En particulier, les efforts supplémentaires en matière de transition énergétique et de décarbonisation nécessiteront probablement des technologies plus récentes et plus coûteuses, ainsi que des changements de comportement plus précoces que dans d'autres juridictions. Cependant, ces technologies et ces changements de comportement sont moins bien compris par les chercheurs, les praticiens et les régulateurs, et commencent seulement à émerger à l'échelle requise.

Figure 1 : Logiques politiques le long de la courbe d'expérience des technologies propres



Source : Adapté de Breetz, Mildenerger, & Stokes (2018)

II. PLACER LE PGIRE DANS L'HISTOIRE DE LA GOUVERNANCE ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC

Le système énergétique québécois est régi par une architecture institutionnelle à plusieurs niveaux qui a considérablement évolué depuis la fin des années 1990. La Régie de l'énergie, créée en 1997 dans le cadre de réformes visant à garantir un accès continu aux marchés libéralisés de l'électricité aux États-Unis (Fournis & Fortin, 2016; Robert Clark & Leach, 2007), réglemente les tarifs de transport et de distribution d'électricité, mais n'a jamais exercé d'autorité sur la production d'Hydro-Québec. Le *bloc patrimonial*, créé en 2000 en vertu de la loi 116, oblige Hydro-Québec Production à fournir 165 TWh par an à un tarif de gros fixe, un mécanisme qui consacre les tarifs bas comme un « contrat

social », mais qui a fait l'objet de discussions récurrentes dans la littérature et les analyses de politique publique car il encourage une consommation inefficace et n'a que peu de rapport avec les coûts marginaux ou d'opportunité (Pineau, 2025). Ces dispositions fondamentales restent inchangées dans le projet de loi 69, qui codifie désormais des contraintes supplémentaires en matière d'augmentation des tarifs.

Deux éléments contextuels sont essentiels pour comprendre le passage du TEQ au PGIRE. Premièrement, malgré ses riches ressources éoliennes et solaires, le régime hydroélectrique du Québec a longtemps fait preuve d'une résistance tenace aux technologies alternatives (Haley, 2014; Jegen & Audet, 2011). Il a fallu à la fois une politique de développement régional et l'abandon de la centrale au gaz naturel de Surôit en 2004 pour ouvrir le Québec à la production éolienne. Le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec s'engage désormais à tripler la capacité éolienne installée et à intégrer l'énergie solaire et le stockage, mais présente cette expansion comme complémentaire au système hydroélectrique plutôt que comme une voie vers des modèles énergétiques décentralisés (Hydro-Québec, 2023, 2024). L'énergie renouvelable décentralisée (éolienne, biomasse et solaire) est produite par des producteurs d'électricité indépendants, mais Hydro-Québec reste le seul acheteur.

Deuxièmement, le Québec connaît actuellement ce que l'on pourrait qualifier de « crise de l'énergie propre ». Dans son Plan d'approvisionnement 2017-2026, Hydro-Québec prévoyait un excédent de 113 TWh sur la période couverte par le plan, en raison de gains modestes dans la production décentralisée d'énergie renouvelable et d'une baisse de la demande intérieure (Hydro-Québec, 2016: 6). Cependant, dans son plan d'approvisionnement 2020-2029, Hydro-Québec prévoyait que sa capacité de production d'électricité existante serait suffisante pour répondre à la demande jusqu'en 2026 seulement, après quoi il faudrait ajouter de nouvelles capacités de production (Hydro-Québec, 2019: 10-11). En d'autres termes, l'excédent ne serait plus disponible et il faudrait trouver de nouvelles capacités de production. La hausse de la demande était attribuée à la « croissance naturelle », mais aussi à la croissance de nouveaux marchés industriels ainsi qu'à celle des véhicules électriques (p. 6). Les premières modélisations indiquaient qu'au moins 100 TWh supplémentaires seraient nécessaires pour décarboner l'économie d'ici 2050 (Mercure, 2023). Cela représente près de la moitié de la production d'électricité existante. Le Québec a produit 185 TWh d'électricité en 2024, contre 216 TWh en 2022, la grande majorité provenant de l'hydroélectricité (93 %), l'éolien contribuant à hauteur de 6 % (Whitmore & Pineau, 2026: 21). L'excédent qui a longtemps caractérisé l'identité énergétique du Québec a disparu, transformant la planification énergétique d'un exercice de gestion de la demande en un défi d'approvisionnement.

De TEQ au PGIRE : un changement structurel dans la planification énergétique

Ce contexte de « crise de l'énergie propre » est essentiel pour comprendre la transition de Transition énergétique Québec (TEQ) au PGIRE. La TEQ a été créée en 2017 en tant que société d'État dans le cadre de *la Politique énergétique 2030*, chargée de coordonner les programmes d'efficacité énergétique et de transition qui étaient auparavant fragmentés entre plusieurs agences (TÉQ, 2018). Son principal instrument, le *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques* (2018-2023), comprenait 225 mesures réparties dans 15 feuilles de route sectorielles, avec des investissements dépassant les six milliards de dollars (Gril, 2019). Il est important de noter que le Plan directeur était entièrement structuré autour de la gestion de la demande : il considérait l'approvisionnement existant en électricité, en gaz et en pétrole comme acquis et renvoyait les questions d'approvisionnement aux distributeurs et à la Régie (TÉQ, 2018). Cette architecture axée sur la demande était logique dans le contexte de l'époque – le plan d'approvisionnement 2017-2026

d'Hydro-Québec prévoyait un excédent de 113 TWh –, mais elle a été dépassée en l'espace de deux ans, les plans d'approvisionnement successifs ayant révélé l'émergence d'un déficit. La TEQ a été abolie en 2020 par le projet de loi 44, ses programmes ont été absorbés par le ministère et la gouvernance énergétique a été davantage centralisée par la création du « super-ministère » MEIE en 2022 (Cucchi, 2022).

Le projet de loi 69, intitulé *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques*, représente la réponse législative du gouvernement de la CAQ au défi de l'offre et de la demande que le TEQ n'a jamais été en mesure de relever. Il établit le PGIRE comme un plan intégré sur 25 ans couvrant toutes les sources d'énergie, mis à jour tous les six ans avec des rapports d'étape triennaux. Contrairement au Plan directeur, le PGIRE doit définir des orientations, des objectifs et des cibles dans six domaines : consommation d'énergie, sobriété, efficacité, approvisionnement, infrastructures et innovation. Il doit également se conformer au cadre climatique PEV 2030 et aux objectifs de réduction des GES fixés par la loi.

Il est important de noter que le projet de loi 69 redéfinit également la mission de la Régie : dans l'exercice de ses fonctions, la Régie doit poursuivre ses objectifs « dans le respect des orientations et en vue de l'atteinte des objectifs et cibles établis par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques » (L.Q. 2025, c. 24, art. 21). Le pouvoir de la Régie en matière de tarification est donc subordonné aux décisions ministérielles en matière de planification. Voir le tableau A1-1 de l'annexe 1 pour une comparaison systématique des deux cadres sur des aspects clés, tandis que le tableau A1-2 fournit des détails sur les exigences en matière d'instruments juridiques pour chaque domaine et leur statut dans le rapport préliminaire. Le rapport préliminaire du PGIRE ne remplit pas encore ce cadre, reportant tous les choix politiques contraignants au PGIRE final prévu au printemps 2026.

Consultation publique et engagement des Autochtones

Le Plan directeur TEQ et le processus PGIRE ont tous deux intégré une consultation publique, mais les deux processus diffèrent considérablement dans leur conception institutionnelle et dans le rôle attribué aux parties prenantes et aux peuples autochtones. Veuillez consulter le tableau A1-3 de l'annexe 1 qui résume les indicateurs de consultation publique dans le Plan directeur TEQ et le PGIRE. Ces différences reflètent le passage d'un contexte de gestion de la demande à un contexte nécessitant des décisions d'approvisionnement à grande échelle ayant des implications majeures pour l'utilisation des terres, les droits des autochtones et les économies régionales.

TEQ a mené sa consultation à la fin de 2017 à travers un processus multicanal qui comprenait une plateforme en ligne dédiée (attirant plus de 450 comptes, 13 500 visites et environ 420 commentaires), huit ateliers thématiques réunissant environ 440 participants et près de 100 mémoires officiels contenant quelque 1 500 recommandations (TÉQ, 2018). Il est important de noter que la loi habilitante du TEQ a créé une *Table des parties prenantes* (TPP) – un organisme permanent composé de 15 experts mandatés par la loi – qui s'est réunie 12 fois pendant la préparation du plan et pouvait faire appel à des évaluateurs indépendants. Le processus participatif du PGIRE, dirigé par le MEIE, a adopté une architecture différente. Son élément central était la *tournee Vision Énergie*, une tournée provinciale qui a fait 14 étapes dans 14 régions entre mars et juin 2025, mobilisant 489 participants (MEIE, 2025). Des ateliers techniques thématiques ont suivi à l'été et à l'automne 2025 afin de valider les hypothèses de modélisation et une consultation publique sur le rapport préliminaire s'est déroulée de décembre 2025 à fin janvier 2026. Contrairement au TEQ, le projet de loi 69 n'établit aucun organisme permanent équivalent pour les parties prenantes.

Les différences sont encore plus marquées en ce qui concerne la participation des Autochtones. Le TEQ a organisé une journée de travail consacrée à l'Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador, et le Plan directeur s'est engagé à créer un *Comité TEQ-Premières Nations* permanent, un plan d'action dédié avec des fonds alloués, et des discussions parallèles avec les Inuits. L'approche du PGIRE est plus procédurale : une Table Québec-Premières Nations a tenu trois réunions techniques, les communautés autochtones ont été invitées à des réunions parallèles pendant la *tournee*, et un processus participatif distinct s'est déroulé parallèlement à la consultation publique. Le tableau A1-3 présente un résumé comparatif des deux processus de consultation.

Les lacunes dans la participation des Autochtones documentées ci-dessus représentent plus qu'une simple insuffisance procédurale : elles constituent une occasion structurelle manquée pour la réconciliation. Un nombre croissant de travaux universitaires soutiennent que la planification énergétique devrait intégrer la réconciliation comme une orientation transversale, favorisant l'autodétermination des peuples autochtones (Hoicka, Savic, & Campney, 2021) tout en réduisant les risques pour toutes les parties (Warrier et al., 2021).

III. COMPARAISON DU PGIRE AVEC D'AUTRES APPLICATIONS DE MODÉLISATION NATEM

Tout en conservant le cadre d'optimisation fondamental basé sur TIMES qui caractérise toutes les applications NATEM, le PGIRE présente des différences substantielles par rapport aux études précédentes utilisant la famille de modèles TIMES pour examiner les efforts de décarbonisation au Québec, en Californie et dans l'ensemble du Canada, tant au niveau des hypothèses de modélisation que des résultats quantitatifs. Le PGIRE constitue également la première application du modèle macroéconomique NAGEM, qui n'a pas de précédent au Québec. Voir l'annexe 2 pour plus d'informations sur l'approche du modèle NATEM-NAGEM qui sous-tend le PGIRE.

Cette section compare le PGIRE à la modélisation NATEM précédente selon quatre dimensions clés pertinentes pour le PGIR : (i) les échanges internationaux de quotas d'émission, (ii) les échanges transfrontaliers d'électricité (y compris l'arbitrage entre réservoirs), (iii) la production de gaz naturel renouvelable (GNR) et (iv) l'élimination du dioxyde de carbone. Chacune offre une manière distincte de gérer les coûts marginaux extrêmement élevés auxquels le Québec est confronté pour une décarbonisation profonde, coûts structurellement élevés car la province a déjà exploité son option de réduction la moins coûteuse. Dans l'annexe 3, je présente également une comparaison entre l'exercice de modélisation du PGIRE et d'autres dimensions : (v) les réductions/objectifs d'émissions, (vi) la consommation d'électricité et la consommation totale d'énergie, et (vii) la capacité de production d'électricité et le mix de production d'électricité.

La conclusion la plus significative de cette comparaison est que le PGIRE exclut ou limite précisément dans son optimisation les mécanismes de flexibilité qui déterminent collectivement à la fois la voie rentable vers le zéro net et la charge infrastructurelle nécessaire pour y parvenir.

Tarification du carbone

La différence la plus importante entre le PGIRE et les applications NATEM antérieures réside peut-être dans la tarification du carbone. Dans l'optimisation des systèmes énergétiques, le prix fictif de la contrainte liée aux GES indique le coût marginal de la réduction d'une tonne supplémentaire de CO₂ e et, par extension, la trajectoire du prix du carbone nécessaire pour mobiliser les investissements cumulés prévus par le PGIRE. Le scénario de référence « portrait historique projeté » (PHP) du PGIRE

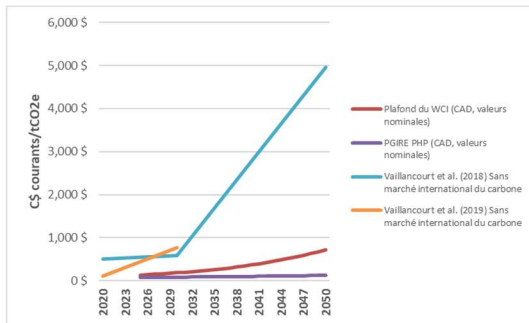
suppose que les prix du carbone n'atteindront que 84 \$/tCO₂e d'ici 2030, puis resteront stables (avec l'inflation) jusqu'en 2050, pour atteindre environ 125 \$ en termes nominaux. En d'autres termes, le PGIRE suppose que la politique de tarification du carbone restera stable entre 2030 et 2050. Si d'autres instruments politiques pourraient favoriser la décarbonisation en l'absence d'une hausse des prix du carbone, cela peut prêter à confusion. Toutes les applications précédentes du NATEM qui ont modélisé une décarbonisation profonde ont révélé des coûts marginaux de réduction qui atteignent plusieurs fois ce niveau. Cet écart soulève une question fondamentale : comment les dizaines de milliards de dollars d'investissements de transition envisagés par le PGIRE seront-ils attirés en l'absence d'un signal de prix du carbone à la hauteur de la profondeur de la décarbonisation requise ?

La figure 2 synthétise les données disponibles sur les trajectoires des prix du carbone, organisées en cinq panneaux correspondant à des limites d'optimisation progressivement plus larges : (1) le Québec agissant unilatéralement ; (2) la Californie agissant unilatéralement ; (3) le Québec lié à la Californie par le biais du WCI ; (4) l'optimisation pancanadienne ; et (5) la coordination mondiale telle que modélisée par le NGFS et l'AIE. À chaque échelle successive, le coût marginal d'une décarbonisation profonde diminue, ce qui démontre la logique fondamentale des échanges de quotas d'émission, selon laquelle le lien avec des juridictions disposant d'options de réduction des émissions à moindre coût réduit les coûts de mise en conformité pour tous les participants. Il est essentiel de noter que le Québec se situe près du bas de la courbe d'expérience des technologies propres : ayant déjà décarboné la majeure partie de son approvisionnement en électricité grâce à l'hydroélectricité, la province est confrontée à des réductions marginales relativement coûteuses dans les transports, l'industrie et les bâtiments. Toutes les valeurs sont exprimées en dollars canadiens nominaux (indexation annuelle de 2 %, conformément à la convention PGIRE).

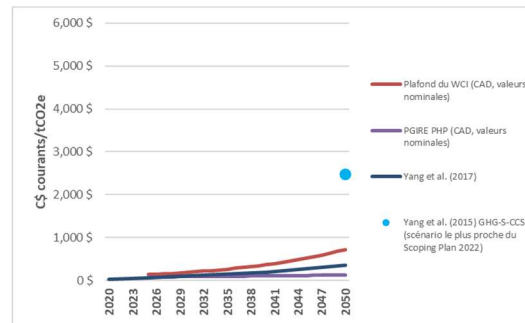
Le prix du carbone supposé par le PGIRE, soit 125 \$/tCO₂e (PHP), est bien inférieur aux coûts marginaux de réduction indiqués dans la littérature sur la modélisation à toutes les échelles. Pour le Québec en particulier, Vaillancourt et al. (2018b) ont constaté que les coûts marginaux atteignaient environ 7 288 \$/tCO₂e pour une réduction de 80 % d'ici 2050 sans exploitation des hydrocarbures, ce qui reflète le défi structurel que représentent les réductions restantes, qui doivent provenir de secteurs plus difficiles à réduire. Même avec l'accès au marché WCI en Californie, les coûts tombent à environ 1 353 \$, ce qui reste un ordre de grandeur supérieur au PHP. Les études pancanadiennes donnent des résultats intermédiaires (1 274 \$ à 2 549 \$), tandis que les références mondiales telles que le scénario NGFS Net Zero 2050 donnent environ 2 102 \$. Il est essentiel de noter que le NGFS a constaté que les réductions des coûts technologiques ont été dépassées par l'effet cumulatif du retard pris dans l'action, ce qui signifie que les coûts marginaux de réduction augmentent au fil des phases d'évaluation successives. Voir l'annexe 3 pour une comparaison détaillée des résultats de modélisation des scénarios de tarification du carbone.

Figure 2 : Trajectoires du prix du carbone

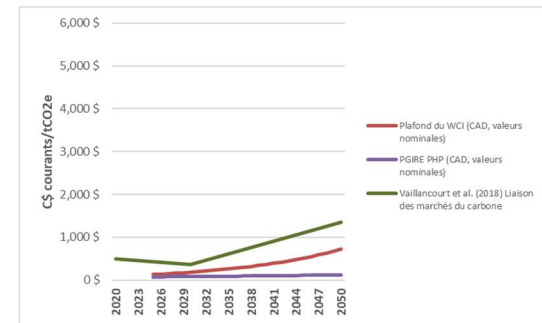
(a) Québec unilatéral



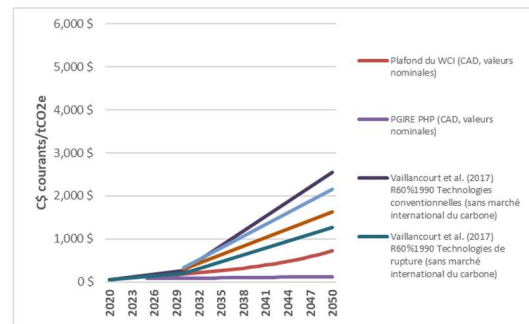
(b) Californie unilatérale



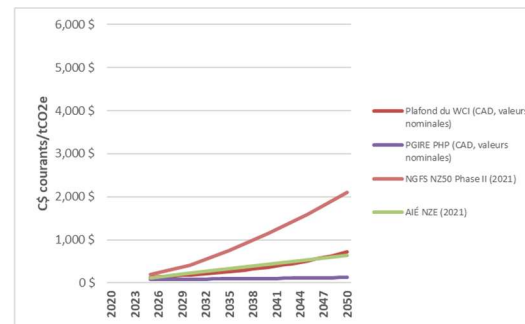
(c) Liaison Québec-Californie



(d) Pancanadien



(e) Coordination mondiale



Remarques : Tous les montants sont exprimés en dollars canadiens courants (indexation de 2 % par an, convention PGIRE). Taux de change USD/CAD = 1,40. Références : (IEA, 2021; Langlois-Bertrand et al., 2018; Langlois-Bertrand et al., 2021; MEIE, 2026; NGFS, 2021; Vaillancourt et al., 2017; Vaillancourt, Bahn, & Levasseur, 2019; Vaillancourt et al., 2018; Yang et al., 2015; Yang et al., 2017)

Commerce d'électricité et arbitrage entre réservoirs

Le traitement réservé par le PGIRE au commerce transfrontalier d'électricité représente une lacune analytique importante. Le plan préliminaire traite les importations et les exportations comme des hypothèses de modélisation exogènes plutôt que comme des variables stratégiques à optimiser. Le PGIRE prévoit une importation nette supplémentaire d'électricité d'environ 33 TWh d'ici 2050, provenant principalement des contrats signés et de l'accord de principe conclu en décembre 2024 avec Terre-Neuve-et-Labrador (p. 58). Dans les scénarios de forte demande, les exportations sont redirigées vers les marchés intérieurs. Les exportations d'électricité vers les États-Unis ne sont pas modélisées comme une variable endogène — NATEM-QC n'optimise pas les systèmes énergétiques américains — et le PGIRE ne présente aucune projection explicite du volume des exportations ni aucun cadre stratégique en matière d'exportation.

Il est important de noter que le cadre de modélisation du PGIRE ne peut pas représenter ce qui est déjà l'une des fonctions commerciales les plus importantes d'Hydro-Québec : l'arbitrage des réservoirs. En pratique, Hydro-Québec importe de l'électricité des réseaux voisins pendant les périodes de bas prix — généralement lorsque les excédents de production éolienne, solaire ou de base font baisser les marchés de gros en Nouvelle-Angleterre et à New York — et conserve l'eau des réservoirs qui aurait autrement été libérée pour la production nationale. Elle réexporte ensuite l'hydroélectricité dispatchable pendant les périodes de prix élevés et de demande de pointe, profitant ainsi de l'écart de prix. Ce cycle utilise efficacement le système de réservoirs du Québec comme une immense installation de stockage pour le réseau régional au sens large. Amor et al. (2011) ont documenté ce modèle de manière empirique à l'aide de données de transport horaires sur quatre marchés adjacents entre 2006 et 2008, et ont constaté que les importations représentaient 36 % des volumes d'exportation en 2006 — un ratio qui quantifie l'ampleur du service de stockage en réservoir déjà fourni par le Québec. NATEM-QC ne peut pas modéliser cette fonction d'arbitrage, car il ne représente pas la dynamique temporelle des prix des marchés voisins et n'optimise pas les flux commerciaux bidirectionnels. Sa résolution temporelle de 16 à 96 tranches horaires par an est trop grossière pour saisir les variations de prix horaires et infra-quotidiennes qui motivent les décisions d'arbitrage, et son périmètre limité au Québec signifie qu'il ne représente pas l'offre, la demande et la formation des prix sur les marchés avec lesquels le Québec commerce.

Cette limitation est héritée de l'architecture du NATEM-QC. En tant que modèle couvrant uniquement le Québec, le NATEM-QC traite les échanges interprovinciaux et internationaux de manière exogène, à travers des quantités et des prix fixes. Les études antérieures axées sur le Québec partagent cette contrainte : Vaillancourt et al. (2018b) ont rapporté des chiffres d'exportation, mais ont noté que les volumes n'étaient pas optimisés de manière endogène, et ont reconnu que l'évolution de la demande des juridictions voisines pouvait influencer de manière significative le mix de production.

Les applications pancanadiennes de NATEM comblent en partie cette lacune. Bahn et Vaillancourt (2020), à l'aide de NATEM-Canada, ont constaté que l'optimisation du commerce interprovincial réduisait les coûts nationaux d'atténuation de 6 à 11 %, le Québec devenant un important exportateur net. Leurs scénarios prévoyaient une augmentation des exportations d'électricité du Québec à environ 100 TWh d'ici 2050, soit près de la moitié de la production nationale actuelle, dans le cadre d'une décarbonisation profonde. Siddiqui et al. (2020), dans leur comparaison multimodèle, ont constaté que NATEM montrait la réponse la plus importante à une augmentation de 20 % de la capacité de transport transfrontalier, réduisant les coûts nationaux de plus de 10 %, ce qui suggère

que le traitement du commerce comme exogène dans le cadre de modélisation actuel pourrait systématiquement sous-estimer sa valeur. Bistline et al. (2020), également dans le cadre de l'EMF 34, ont utilisé huit modèles écoénergétiques pour examiner comment la coordination des politiques en matière d'énergies renouvelables affecte le commerce transfrontalier. Ils ont constaté que des politiques provinciales non coordonnées conduisaient à des modèles commerciaux sous-optimaux, tandis que des approches coordonnées augmentaient considérablement les flux d'électricité interprovinciaux et réduisaient les coûts du système. L'implication pour le PGIRE est que l'optimisation de l'approvisionnement du Québec ne peut être séparée de manière significative du marché continental de l'électricité dans son ensemble.

L'analyse la plus détaillée de l'intégration électrique du Québec est celle de Rodríguez-Sarasty et al. (2021), qui ont élaboré un modèle d'expansion de capacité sur mesure avec une résolution opérationnelle horaire complète pour cinq juridictions du nord-est (Québec, Ontario, provinces de l'Atlantique, New York et Nouvelle-Angleterre). Contrairement au NATEM, leur modèle optimise de manière endogène l'expansion du réseau de transport et la répartition simultanément, avec une représentation détaillée du système hydroélectrique du Québec, y compris les interdépendances entre les réservoirs, la dynamique de stockage de l'eau et trois types distincts d'installations hydroélectriques. Leurs conclusions en matière de décarbonisation profonde (réduction de 90 à 99 %) sont frappantes : le coût marginal du carbone passe de 2 900 \$/tCO₂ en autarcie à 290 \$/tCO₂ en intégration profonde, soit une différence d'un ordre de grandeur. La réduction de la production éolienne passe de 29,8 % à 0,1 %, les réservoirs du Québec offrant des services de flexibilité extraordinaires à l'ensemble de la région, équivalents à un système de batteries à grande échelle. Il s'agit là de la fonction d'arbitrage exploitée à son plein potentiel dans le cadre d'une décarbonisation profonde : les réservoirs du Québec absorbent la production renouvelable variable excédentaire de tout le nord-est pendant les périodes de surproduction et libèrent l'énergie hydroélectrique stockée pendant les périodes de pénurie, éliminant ainsi presque toutes les restrictions tout en fournissant une capacité ferme au réseau régional. Cependant, Rodríguez-Sarasty et al. documentent une répartition asymétrique des coûts : le coût marginal moyen à court terme du Québec augmente considérablement dans le cadre d'une intégration profonde, à mesure que la capacité éolienne est développée sur son territoire, tandis que la Nouvelle-Angleterre et New York connaissent des réductions spectaculaires, ce qui crée un problème de coopération qui nécessite des mécanismes de compensation explicites que ni le PGIRE ni les documents politiques actuels du Québec n'envisagent.

Amor et al. (2011) apportent une perspective empirique plutôt qu'optimale, en quantifiant l'impact historique des échanges commerciaux du Québec sur les GES à l'aide de données de transport horaires et de l'identification des technologies marginales sur quatre marchés adjacents entre 2006 et 2008. Ils ont constaté que les exportations du Québec ont permis d'éviter 28,3 Mt de GES, tandis que les importations en ont causé 7,7 Mt, ce qui donne une réduction nette des émissions de 20,6 Mt (environ 7 Mt/an, soit plus de 8 % des émissions annuelles de GES du Québec). Au-delà du calcul des émissions, Amor et al. établissent un lien direct avec la disponibilité de l'approvisionnement : le cycle d'arbitrage des réservoirs signifie que les réserves d'énergie stockées effectives du Québec sont *augmentées* par les importations, car l'eau conservée pendant les périodes d'importation reste disponible pour une distribution future sur le marché intérieur. Un cadre de modélisation qui tiendrait compte de cette fonction montrerait donc des niveaux moyens de réservoirs plus élevés et une plus grande résilience de l'approvisionnement qu'un cadre qui traiterait le système hydroélectrique du Québec de manière isolée, ce qui aurait des implications directes pour l'évaluation de la disponibilité.

La conclusion collective de cette littérature est que le potentiel commercial du Québec en matière d'électricité — qui englobe non seulement les exportations, mais aussi l'ensemble du cycle d'arbitrage bidirectionnel rendu possible par son système de réservoirs — est un atout stratégique dont la valeur varie d'un ordre de grandeur en fonction du degré d'intégration et de l'ambition en matière de décarbonisation. La décision du PGIRE de modéliser le Québec de manière isolée, sans optimiser la stratégie d'exportation, le calendrier des importations, l'arbitrage des réservoirs, les investissements dans le transport ou les implications financières du commerce transfrontalier, exclut précisément la dimension que la littérature plus générale identifie comme la plus importante pour la voie de décarbonisation de la région et, comme l'examine l'analyse de la disponibilité dans la partie IV, pour la robustesse de l'approvisionnement énergétique du Québec.

Gaz naturel renouvelable

Même dans le cadre d'hypothèses optimistes, l'approvisionnement total en biomasse forestière du Canada — après que les contraintes liées à l'adéquation écologique des sites aient réduit le potentiel théorique de moitié environ — ne peut répondre qu'à une fraction de la demande énergétique (Paré et al., 2011). Deuxièmement, la bioénergie issue de la biomasse forestière résiduelle peine actuellement à rivaliser économiquement avec d'autres sources d'énergie ; sa chaîne d'approvisionnement est liée à la santé de l'industrie forestière (Canuel et al., 2025). Troisièmement, et c'est là le point le plus important pour l'argument de neutralité carbone avancé par le PGIRE, le délai de parité carbone pour le remplacement du gaz naturel par le GNR dans le chauffage varie entre 27 et 67 ans pour les résidus de récolte et est plus long pour les autres (Laganière et al., 2017).

Le traitement du GNR par le PGIRE : le PGIRE attribue au GNR un rôle central, remplaçant 30 à 40 % de la consommation actuelle de gaz fossile d'ici 2050. Entre 66 % et 73 % des volumes doivent provenir de technologies de deuxième génération (gazéification, méthanisation), avec 80 à 98 % produits localement selon le scénario d'approvisionnement. En ce qui concerne l'approvisionnement en biomasse, le PGIRE ne publie pas les limites de disponibilité des matières premières sous-jacentes, les courbes d'approvisionnement ou les hypothèses de coûts qui sous-tendent ces projections. Le lecteur ne peut pas évaluer si la base de biomasse peut soutenir les volumes de production implicites ni comment les utilisations concurrentes (biocarburants liquides, biochar, hydrogène BECSC) sont arbitrées. En ce qui concerne la mise à l'échelle de la chaîne d'approvisionnement, le rapport reconnaît que le marché du GNR est « encore relativement naissant » et note dans une note de bas de page que le RNG importé reste moins cher que la production nationale, mais ne fournit aucune analyse de la montée en puissance industrielle : combien d'installations de gazéification doivent être construites, dans quels délais, ou si le Québec dispose de la main-d'œuvre et de la capacité de production nécessaires pour une augmentation de 19 à 23 fois. Le Québec reste un importateur net de GNR en 2050 dans tous les scénarios. Le PGIRE ne se prononce pas sur le délai de parité carbone. Le GNR est considéré comme un substitut zéro émission, sans discussion sur les hypothèses de neutralité carbone biogénique, les émissions tout au long du cycle de vie ou le décalage temporel entre les émissions issues de la combustion et la repousse de la biomasse, ce qui est particulièrement important compte tenu de la dépendance à l'égard des matières premières de gazéification issues de la forêt, dont la période de retour sur investissement carbone se mesure en décennies.

Autres applications NATEM : Vaillancourt et al. (2019) fournissent le traitement le plus transparent de la biomasse, en publiant des courbes d'approvisionnement complètes en plusieurs étapes pour chaque catégorie de matière première, avec des niveaux de coûts et des limites annuelles. Cette étude conclut que la contrainte déterminante est le coût de la chaîne d'approvisionnement, et non

la disponibilité physique, et démontre, à travers une analyse de sensibilité, qu'une réduction de 40 % du coût des résidus forestiers permet de libérer 62 PJ de matière première supplémentaire. Langlois-Bertrand et al. (2021) testent la disponibilité de la biomasse à l'échelle nationale à travers des scénarios BioMin/BioMax, montrant qu'elle détermine directement l'équilibre entre le BECSC et le CDA pour les émissions négatives. En ce qui concerne la mise à l'échelle de la chaîne d'approvisionnement, aucune étude NATEM ne modélise les taux de montée en puissance industrielle ou les contraintes de main-d'œuvre, bien que Vaillancourt et al. (2019) proposent de coupler NATEM avec des modèles agricoles et d'équilibre général pour saisir ces dynamiques — travaux non encore publiés. En ce qui concerne le délai de parité carbone, Vaillancourt et al. (2019) est la seule étude à signaler explicitement que l'hypothèse de neutralité carbone biogénique est « de plus en plus critiquée », tout en reconnaissant qu'elle peut entraîner des erreurs comptables. Langlois-Bertrand et al. (2021) reconnaissent implicitement le problème : après 2040, les émissions résiduelles de combustion issues de la bioénergie deviennent importantes, poussant le modèle vers le BECSC plutôt que vers la combustion directe. Aucune étude NATEM, y compris le PGIRE, ne modélise la dynamique temporelle du carbone ni ne distingue les matières premières à cycle rapide de la biomasse forestière à cycle lent.

Élimination du dioxyde de carbone

L'élimination du dioxyde de carbone (CDR) a rapidement pris de l'importance dans l'agenda politique climatique, les juridictions passant d'objectifs de réduction profonde à la neutralité carbone totale. Comme le soutiennent Edenhofer et al. (2025), le CDR offre une flexibilité que la réduction seule ne permet pas : il dissocie le moment et le lieu de l'atténuation de l'émission initiale, permet un dépassement temporaire des objectifs de température avec un nettoyage atmosphérique ultérieur et réduit le problème de la fuite internationale de carbone, car l'élimination ne supprime pas la demande en combustibles fossiles comme le fait la réduction. Cependant, les nouvelles technologies de CDR telles que la capture directe de l'air avec stockage du carbone (DACCS) restent coûteuses et représentent moins de 0,1 % de la CDR mondiale actuelle, qui est dominée par les méthodes terrestres conventionnelles.

Le PGIRE reconnaît la pertinence du CDR, mais le limite étroitement. Le plan préliminaire impose un plafond contraignant de 15,9 MtCO₂ d'ici 2050 pour le CUSC, une contrainte qui devient contraignante dans tous les scénarios NATEM-QC, ce qui signifie que le modèle en déploierait davantage s'il y était autorisé. Le PGIRE identifie le BECSC et la capture directe de l'air (CDA) comme des sources potentielles d'émissions négatives, mais ne fournit aucune modélisation détaillée des coûts de la CDR, des trajectoires de déploiement ou des voies spécifiques à chaque technologie. Le plafond de 15,9 Mt apparaît dans les hypothèses de modélisation ; cependant, le rapport préliminaire n'offre pas de justification transparente pour cette valeur spécifique. La logique qui sous-tend l'imposition d'un plafond exogène pour la CDR est qu'elle considère la CDR comme limitée par la faisabilité physique ou réglementaire plutôt que par la rentabilité. Cependant, sans révéler quelles seraient les implications financières d'autres niveaux de plafond, le PGIRE ne peut pas éclairer la question politique fondamentale de savoir dans quelle mesure le Québec devrait viser à déployer la CDR.

Les études antérieures axées sur le Québec (Vaillancourt et al., 2018b ; 2019) sont antérieures au débat sur le CDR, car leurs objectifs (80-95 % et 10-40 %) ne nécessitaient pas de flux nets négatifs. Ces études ont toutefois fourni une analyse détaillée de la bioénergie pertinente pour le potentiel du BECSC : Vaillancourt et al. (2019) ont montré que la consommation de bioénergie atteindrait 183 à

238 PJ d'ici 2030, les biocarburants liquides et le gaz naturel renouvelable jouant un rôle majeur, et que la bioénergie combinée au CSC représentait la principale voie par laquelle la bioénergie devenait une technologie à émissions négatives. Le PGIRE continue de considérer la bioénergie comme essentielle pour les secteurs difficiles à réduire, mais fournit moins de détails, et le plafond de 15,9 Mt limite l'échelle du BECSC. À l'échelle pancanadienne, Langlois-Bertrand et al. (2021) ont modélisé le BECSC de manière endogène dans le cadre du NZ50, concluant que les émissions négatives sont essentielles pour compenser les émissions résiduelles, le déploiement du BECSC étant déterminé par l'optimiseur plutôt qu'imposé de manière exogène.

Les études californiennes présentent le contraste le plus frappant. Le plan d'orientation CARB 2022 prévoit environ 100 Mt d'élimination et de capture combinées d'ici 2045, dont environ 65 Mt provenant du CDA, 25 Mt du CSC industriel, 9 Mt du BECSC et 1,5 Mt du piégeage naturel et des terres exploitées. Même en 2045, 72 MtCO₂ e d'émissions brutes résiduelles persistent, ce qui signifie que la CDR est constitutive de la trajectoire zéro net, et non facultative. Neutel et al. (2026) soumettent ces exigences à une analyse de sensibilité rigoureuse : leur scénario DECAL Version CARB nécessite environ 75 Mt/an de CDR d'ici 2045, tandis que même un scénario « CDA minimal » - poussant tous les autres leviers de réduction à un déploiement très agressif - nécessite encore 45 Mt/an de CDR. Les auteurs notent que même le scénario CDA minimal exigerait que la Californie consomme une grande partie du gaz naturel renouvelable disponible à l'échelle nationale, soulignant les contraintes contraignantes en matière de ressources sur le BECSC comme substitut au CDA. Étant donné que la capacité mondiale de CDA s'élève actuellement à environ 0,01 Mt/an, l'augmentation impliquée par toute trajectoire vers le zéro net en Californie est extraordinaire.

IV. DISPONIBILITÉ

Le rapport préliminaire du PGIRE présente douze combinaisons de scénarios : trois niveaux de demande (D1 faible/sobriété, D2 intermédiaire, D3 élevé/expansion industrielle) croisés avec quatre voies d'approvisionnement (O1 nouvelle hydraulique, O2 nucléaire, O3 éolien et solaire, O4 décentralisé), chacun évalué selon un cadre multicritères représenté dans les diagrammes en araignée (figure 3). Cette section examine la dimension « Disponibilité » — la capacité à garantir un approvisionnement énergétique continu et stable — sur deux horizons : court terme (0-5 ans et 5-10 ans) et long terme (10-25 ans et au-delà). Elle procède ensuite à une analyse de sensibilité hypothétique portant sur quatre mécanismes que le PGIRE exclut ou ne prend pas suffisamment en compte dans son optimisation : (i) le lien avec le marché du carbone WCI en Californie, (ii) les échanges bidirectionnels d'électricité avec le nord-est des États-Unis, y compris l'arbitrage des réservoirs, (iii) la faisabilité de la production de gaz naturel renouvelable (GNR) à l'échelle supposée, et (iv) l'adéquation de la contrainte d'élimination du dioxyde de carbone (CDR). Les deux premiers sont totalement exclus de l'optimisation ; les deux derniers sont inclus, mais reposent sur des hypothèses qui ne sont pas validées de manière transparente.

La conclusion transversale qui ressort des diagrammes en araignée est que le niveau de la demande est le facteur le plus important du risque de disponibilité. Le passage de D1 (430 TWh) à D3 (544 TWh) intensifie pratiquement tous les défis en matière de disponibilité, quelle que soit la voie d'approvisionnement, et cela vaut pour les deux horizons temporels. Cependant, la dimension temporelle introduit une asymétrie importante : à court terme, la différenciation des scénarios est modeste car toutes les voies partagent une base d'infrastructures existante commune et les objectifs 2030-2035 sont relativement proches. À long terme, les scénarios divergent considérablement et les effets des quatre complications de modélisation identifiées dans la section IV s'aggravent en

conséquence : les deux mécanismes exclus (liaison WCI et commerce d'électricité) auraient leur plus grand impact en termes de réduction des coûts à cet horizon, tandis que les deux mécanismes insuffisamment contraints (augmentation de l'échelle GNR et limites CDR) sont confrontés à leurs tests de faisabilité les plus exigeants précisément lorsque les scénarios divergent le plus.

Figure 3 : Analyse multicritères des scénarios d'offre et de demande PGIRE



Source : Analyse de l'auteur.

1. Gestion des pointes de consommation

Court terme (0-10 ans)

À court terme, la gestion des pics de consommation est principalement déterminée par les infrastructures existantes et les trajectoires de croissance de la demande. L'analyse de la capacité de flexibilité du PGIRE (figure 28) montre que d'ici 2030, toutes les voies d'approvisionnement atteindront des ratios de flexibilité à peu près similaires (9-10 % du pic), car la combinaison des capacités à court terme est en grande partie prédéterminée : hydroélectricité existante, déploiements précoces de l'éolien et du solaire, et installations initiales de batteries. La variable à court terme la plus importante est la trajectoire de la demande : si le Québec s'oriente vers le scénario D3 en raison de l'expansion rapide des centres de données et de l'industrie, des pics de tension apparaîtront avant que les nouvelles infrastructures d'approvisionnement ne puissent y répondre. La gestion des pics à court terme dépend donc de manière disproportionnée des mesures prises du côté de la demande, du passage aux biocarburants (qui devrait réduire le pic d'électricité de 2 à 3 GW dans le scénario D2) et de la flexibilité de répartition des réservoirs existants.

Le lien avec le WCI aurait une pertinence immédiate à court terme, car le marché du carbone lié est pleinement opérationnel depuis 2014. Bien que ses effets sur la charge de pointe soient indirects (réduction de l'incitation économique pour les technologies de réduction des émissions domestiques à forte intensité énergétique qui augmentent la demande d'électricité), le délai pour que ces effets se manifestent est court. Si l'optimisation NATEM-NAGEM incluait les échanges WCI, une partie de l'électrification industrielle marginale et de la production d'hydrogène prévues pour la fin des années 2020 et le début des années 2030 pourrait ne pas se concrétiser, ce qui atténuerait la pression à court terme sur les pics. Le commerce de l'électricité offre un outil de gestion des pics plus immédiat : Hydro-Québec pratique déjà l'arbitrage des réservoirs à des fins commerciales, en important de l'électricité bon marché en dehors des heures de pointe pour conserver l'eau et en la réexportant pendant les pics (Amor et al., 2011). L'optimisation de cette capacité existante de commerce d'électricité pour la gestion des pics nationaux, plutôt que de la traiter comme un facteur exogène, pourrait offrir un répit de 2 à 5 ans pendant la construction de nouvelles capacités nationales.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

D'ici 2040-2050, les voies d'approvisionnement divergent fortement en termes de capacité de gestion des pics. La figure 43 du rapport préliminaire du PGIRE indique que les scénarios d'approvisionnement O1 et O3 présentent les ratios pics/moyenne les plus élevés, reflétant respectivement les exigences de flexibilité de la production centralisée loin de la charge et des énergies renouvelables intermittentes nécessitant un stockage. Les scénarios O2 et O4 atteignent des ratios plus faibles, car la charge de base nucléaire et la production décentralisée réduisent l'écart entre la consommation électrique de pointe et la consommation moyenne. Dans le scénario D3, la demande de pointe atteint 61 GW, contre 49 à 54 GW dans le scénario D2, selon le scénario d'approvisionnement (le scénario D1 n'est pas indiqué, mais il est probablement inférieur). L'augmentation de la demande de pointe entre les scénarios D2 et D3 (7 à 12 GW) équivaut à la capacité de plusieurs grandes centrales électriques qui doivent être disponibles pendant des périodes relativement courtes.

La sensibilité au lien WCI et au commerce de l'électricité est la plus prononcée à cet horizon. Comme le montre l'analyse de la tarification du carbone, l'endogénéisation du lien WCI réduit les coûts marginaux de réduction d'un ordre de grandeur, ce qui modifierait fondamentalement la combinaison d'approvisionnement optimale en termes de coûts et les exigences en matière de gestion des pics pour 2040-2050. De même, l'endogénéisation des échanges transfrontaliers

d'électricité introduirait une capacité externe de réduction des pics dont la valeur augmenterait avec l'intermittence croissante associée aux voies d'approvisionnement O3 et O4.

2. Acheminement

Court terme (0-10 ans)

Le réseau de transport du Québec a été conçu autour d'une production hydroélectrique centralisée dans le nord desservant les centres de consommation dans le sud. À court terme, cette architecture définit la contrainte d'acheminement : la nouvelle production doit soit s'adapter à la capacité existante du corridor, soit attendre l'extension du réseau, dont l'autorisation et la construction prennent des années. Avant 2035, seules l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les batteries ont des délais de construction suffisamment courts pour ajouter une nouvelle capacité significative. Étant donné que ces technologies sont déployées à des échelles comparables sur les quatre voies d'approvisionnement au cours de cette période, le défi à court terme en matière d'acheminement est essentiellement le même, quelle que soit la voie choisie : il s'agit d'accueillir une production variable supplémentaire tout en gérant la congestion sur les corridors construits pour l'hydroélectricité dispatchable.

Le commerce transfrontalier d'électricité fonctionne déjà grâce aux interconnexions existantes avec la Nouvelle-Angleterre, New York et l'Ontario. À court terme, l'optimisation de l'utilisation de ces infrastructures existantes, plutôt que l'ajout de nouveaux réseaux de transport nationaux vers des sites de production éloignés, représente une option immédiate. Des contrats d'exportation ont déjà été signés avec le Massachusetts et New York, ce qui signifie que le commerce supplémentaire peut s'effectuer sans nouvelle infrastructure majeure. Le raccordement WCI contribue indirectement : en réduisant le volume des processus énergivores qui doivent être alimentés au niveau national à court terme, il réduit la congestion sur les corridors électriques existants.

À long terme (10 à 25 ans et plus)

Les besoins en matière d'extension du réseau divergent considérablement d'ici 2050, allant d'environ 5 TW-km dans les scénarios D1 à un maximum de 19 TW-km dans le scénario D3+O1, où la nouvelle capacité hydroélectrique massive des sites nordiques éloignés nécessite des infrastructures de transport à longue distance. Parmi les scénarios de demande, O4 présente les besoins d'expansion du réseau les plus faibles en raison de la proximité de la production décentralisée par rapport à la charge, mais au détriment des économies d'échelle. O3 nécessite une expansion modérée du réseau, mais est confronté à une intensité d'utilisation des sols atteignant 739 000 hectares dans le scénario D3.

À cet horizon, l'endogénéisation des échanges transfrontaliers d'électricité modifierait fondamentalement l'optimisation de l'acheminement. La fonction d'arbitrage des réservoirs décrite à la section III — où le Québec importe pendant les périodes de bas prix afin de conserver l'eau pour une exportation ultérieure ou un usage domestique — implique que les investissements dans le transport vers le nord-est des États-Unis ont une double valeur : ils permettent à la fois de générer des revenus d'exportation et d'assurer la résilience des importations. Cette valeur bidirectionnelle n'est pas visible dans le cadre de modélisation actuel.

3. Risques d'exécution

Court terme (0 à 10 ans)

Le critère de risque de construction du PGIRE tient compte des délais de construction des différentes technologies de production (12 ans pour les barrages, 8 ans pour les PRM, 3 à 4 ans pour l'éolien/solaire, 3 ans pour les batteries) par rapport au temps disponible avant les objectifs de réduction des émissions de 2030 et 2035. Le rapport préliminaire reconnaît que ces délais ne tiennent pas compte des autorisations, des contraintes de main-d'œuvre, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, de l'acceptabilité sociale et de la consultation des populations autochtones, un risque sur lequel je reviendrai plus tard. Néanmoins, à court terme, cela signifie que tout barrage dont la construction serait lancée aujourd'hui ne serait pas opérationnel avant environ 2038, et toute centrale nucléaire avant environ 2034.

L'analyse des risques liés à la construction n'évalue que les mécanismes nécessitant de nouvelles infrastructures, mais les deux mécanismes présentant le risque d'exécution à court terme le plus faible n'en nécessitent aucune. L'optimisation des échanges d'électricité via les interconnexions existantes (arbitrage entre réservoirs et écrêtement des pics régionaux avec la Nouvelle-Angleterre et New York) pourrait commencer immédiatement, car elles sont conçues pour être bidirectionnelles (BloombergNEF, 2023). L'accès au marché du carbone WCI pourrait réduire la charge de construction nationale en couvrant les tonnes marginales les plus coûteuses pendant la période de transition. Le PGIRE reconnaît implicitement cette logique pour 2030, en supposant que 35 % de l'objectif de réduction pourrait provenir d'achats sur le marché du carbone plutôt que de mesures territoriales. Cependant, ces deux mécanismes sont exclus ou limités par le cadre de modélisation, ce qui signifie que le critère de risque de construction n'évalue que les options les plus difficiles, en omettant les plus faciles.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

D'ici 2050, les indices de risque de construction varient entre 0,4 (D1) et 1,1 (D3). Le scénario D3+O1 nécessite jusqu'à 12 nouveaux barrages, chacun avec un temps de construction de 12 ans, sans compter les retards qui caractérisent l'historique réel des projets au Québec. Pour mettre cela en perspective, 121 rivières du Québec sont déjà exploitées par 174 centrales électriques représentant, selon les rapports, au moins 70 % du potentiel hydroélectrique exploitable (CEDROM-SNI, 2010; Vincent, 2008). La Fondation Rivières identifie 25 grandes rivières sauvages présentant un potentiel de réservoir hydroélectrique dans trois régions éloignées du Québec : la Côte-Nord, le Nunavik et la Baie-James (figure 4). Presque toutes sont situées sur des territoires autochtones éloignés des centres de consommation du sud, accessibles uniquement par un réseau routier limité ou par transport aérien. Le développement de ces sites nécessiterait non seulement la construction de barrages dans certaines des régions les plus isolées et les plus sensibles sur le plan écologique du Québec, mais aussi la mise en place d'une nouvelle infrastructure de transport d'électricité à grande échelle pour acheminer l'électricité vers le sud.

Figure 4 : Cartographie des 25 grandes rivières sauvages



Source : (Foundation Rivières, 2026)

Les coûts d'investissement cumulés varient de 307 milliards de dollars dans le scénario D1 à 536 milliards de dollars dans le scénario D3, le scénario D2 s'établissant à 393 milliards de dollars. Tous les scénarios partagent une base de référence commune de 350 milliards de dollars pour l'entretien et la transition des infrastructures électriques et de chauffage existantes. Les différences sont entièrement dues aux coûts supplémentaires liés à la décarbonisation : la baisse de la demande dans le scénario D1 réduit en fait les coûts de 43 milliards de dollars par rapport à la base de référence. Au sein des niveaux de demande, la voie d'approvisionnement importe moins que la demande : les coûts du scénario D3 varient seulement entre 478 milliards de dollars (O3) et 539 milliards de dollars (O4), soit un écart de 61 milliards de dollars, tandis que l'écart entre les scénarios D1 et D3 pour la même voie d'approvisionnement dépasse 500 milliards de dollars. Le PGIRE lui-même prévient que ses chiffres d'investissement ne couvrent que les coûts liés à la satisfaction de la demande énergétique et excluent les coûts d'exploitation, de maintenance et de mise à niveau du réseau inclus dans les plans des distributeurs (p. 87). Ces chiffres soulèvent des questions fondamentales quant à la faisabilité financière et logistique à long terme.

Les deux mécanismes exclus réduisent considérablement le risque d'exécution à long terme. Le commerce WCI élimine la nécessité de construire les infrastructures de réduction nationales les plus coûteuses (installations CDA, usines d'hydrogène électrolytique marginales, CUSC maximal), chacune comportant son propre profil de risque d'exécution en plus des infrastructures de production d'énergie. Le commerce d'électricité réduit le risque d'exécution en permettant au Québec de répondre à une partie de la demande par des importations pendant les périodes de transition de construction plutôt que d'exiger toutes les nouvelles capacités dans des délais fixes. Cette interaction est particulièrement importante pour le scénario D2, qui est le plus susceptible d'orienter les décisions réglementaires, car une grande partie de son écart de demande par rapport au scénario D1 est due à des mesures de réduction nationales à forte intensité énergétique qui existent précisément parce que les échanges WCI et l'optimisation transfrontalière sont exclus. L'optimisation intégrée pourrait donc faire évoluer le profil de risque du scénario D2 vers celui du scénario D1, tandis que la

demande industrielle du scénario D3 est largement indépendante des choix de limites de modélisation. À l'inverse, les deux mécanismes que le PGIRE inclut mais n'examine pas suffisamment — l'augmentation de l'échelle GNR et le CDR — ajoutent un risque d'exécution que les scénarios n'évaluent pas de manière transparente : multiplier par sept la production de bioénergie et saturer le plafond de 15,9 MtCO₂ CUSC comportent tous deux leurs propres risques en matière de maturité technologique, de chaîne d'approvisionnement et de coûts, qui alourdissent la charge infrastructurelle au lieu de l'alléger.

4. Dépendances critiques

Court terme (0-10 ans)

À court terme, les dépendances critiques sont relativement uniformes dans tous les scénarios, car le Québec s'appuie sur son parc hydroélectrique existant, ses contrats d'interconnexion actuels et ses déploiements initiaux d'éoliennes, de panneaux solaires et de batteries. La dépendance la plus immédiate concerne les quelque 33 TWh d'importations nettes d'électricité prévues d'ici 2050, qui s'appuient sur les contrats existants et l'accord de principe conclu en décembre 2024 avec Terre-Neuve-et-Labrador concernant Churchill Falls. Cependant, un changement de direction politique à Terre-Neuve-et-Labrador à la fin de 2025 a entraîné la révision du protocole d'accord de 2024, ce qui a introduit une nouvelle incertitude dans le processus (Bergeron, 2026). Tout retard dans la ratification ou la mise en œuvre de ces accords créerait un déficit d'approvisionnement à court terme commun à tous les scénarios. Une deuxième dépendance à court terme concerne les chaînes d'approvisionnement mondiales pour les éoliennes, les panneaux solaires et les composants de batteries, qui sont actuellement soumises à des perturbations géopolitiques et à l'incertitude des politiques commerciales.

Le lien avec le WCI introduit une dépendance financière à court terme vis-à-vis du marché des quotas californien, que certains observateurs ont critiqué comme étant une « fuite des capitaux ». Toutefois, cette dépendance semble diminuer : alors que le Québec a atteint près de la moitié de son objectif de réduction des émissions pour 2020 grâce aux quotas importés de Californie, le Plan de mise en œuvre actuel pour le PEV prévoit d'utiliser les quotas importés pour atteindre un tiers de l'objectif de 2030 (MELCCFP, 2022, 2025). À court terme, cela remplace une dépendance à l'égard d'une construction nationale rapide qui, selon les propres calendriers du PGIRE, est physiquement impossible pour les projets hydroélectriques ou nucléaires à grande échelle. Le commerce transfrontalier d'électricité renforce l'interdépendance avec le nord-est des États-Unis, mais là encore, il s'appuie sur les infrastructures et les relations commerciales existantes. À court terme, cela se traduit par un passage d'une dépendance à l'égard des calendriers de construction (forte incertitude) à une dépendance à l'égard du fonctionnement des marchés et des institutions (incertitude moindre).

À long terme (10 à 25 ans et plus)

D'ici 2050, chaque voie d'approvisionnement crée des dépendances distinctes à long terme. O1 dépend de sites fluviaux non développés et du consentement soutenu des Premières Nations pour un programme de construction s'étalant sur plusieurs décennies. O2 introduit une dépendance à l'égard des importations d'uranium, bien que celles-ci proviennent de la Saskatchewan plutôt que de l'étranger, une distinction que le critère de balance commerciale du PGIRE ne prend pas en compte. O3 dépend de l'accès continu à la capacité de production mondiale de technologies propres. Il convient de noter que O4 présente la pire balance commerciale énergétique en raison d'importations considérables d'hydrogène et de GNR. La production centralisée limitée dans ce scénario prive le

Québec de l'électricité excédentaire nécessaire à l'électrolyse à grande échelle ou à l'infrastructure industrielle pour l'hydrogène bleu avec CUSC, que le modèle prévoit de combler par des importations d'hydrogène et de GNR. Le modèle n'évalue toutefois pas les risques liés à la chaîne d'approvisionnement ni les dépendances en matière d'infrastructure associées à ces importations en dehors du Québec.

À long terme, le lien avec le WCI signifie que le Québec pourrait devenir un acheteur net permanent de quotas californiens. Si les émissions résiduelles difficiles à réduire, soit 11 à 12 Mt de CO₂e d'ici 2050, sont partiellement couvertes par l'achat de quotas au plafond du WCI (721 \$ par tCO₂e), les transferts financiers seront importants, pouvant atteindre des milliards de dollars sur la période. Cependant, la tendance à la mise en place d'un marché mondial du carbone s'accélère, le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM) de l'Union européenne favorisant l'adoption mondiale de systèmes de tarification du carbone comparables, en particulier les systèmes d'échange de quotas d'émission (GCPP, 2025; ICAP, 2025). Quoi qu'il en soit, le recours au marché du carbone remplace une dépendance technologique à l'égard de systèmes non éprouvés (CDA à l'échelle commerciale, flotte de PMR non autorisés) dont la fiabilité à long terme est beaucoup plus incertaine. L'intensification des échanges d'électricité crée également une interdépendance à long terme avec une répartition asymétrique des coûts, ce qui nécessite des mécanismes de compensation que ni le PGIRE ni la politique actuelle du Québec n'envisagent. La norme sur les énergies renouvelables du Vermont, par exemple, prend en compte les importations existantes d'Hydro-Québec dans son objectif de 100 % d'énergies renouvelables grâce à des crédits d'énergie renouvelable négociables, mais sa mise à jour de 2024 exclut explicitement les nouveaux grands projets hydroélectriques (≥ 200 MW) de la catégorie des « nouvelles énergies renouvelables » (Dimanchev, Hodge, & Parsons, 2021; Reiter, 2014; Sierra Club, 2024). Cela signifie que l'infrastructure même que O1 envisage de construire pourrait ne pas être considérée comme une énergie propre par les partenaires commerciaux du Québec.

5. Maintien de l'approvisionnement dans des conditions dégradées

Court terme (0 à 10 ans)

La résilience à court terme dépend principalement du parc hydroélectrique existant, dont les réservoirs offrent une flexibilité inhérente face aux perturbations de l'approvisionnement de courte durée. Le risque à court terme se concentre dans deux domaines : la variabilité hydrologique induite par le changement climatique (sécheresses, modification des régimes de précipitations déjà observables dans les données sur les bassins versants du Québec) et les retards potentiels dans les importations contractuelles en provenance de Terre-Neuve-et-Labrador. Les systèmes bioénergétiques offrent une capacité de transition à court terme, le passage de l'électricité au gaz offrant une flexibilité opérationnelle dans des conditions difficiles. Le commerce de l'électricité offre un dividende de résilience immédiat. Comme le montre l'analyse empirique de la section IV, la fonction d'arbitrage des réservoirs du Québec signifie que les périodes d'importation augmentent effectivement les réserves d'énergie stockées pour une utilisation domestique future. Dans un scénario de sécheresse à court terme, l'accès aux réseaux voisins offre un tampon qu'aucune voie d'approvisionnement nationale ne peut reproduire à elle seule, quelle que soit la combinaison de technologies de production.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

Les profils de résilience à long terme divergent selon les voies d'approvisionnement. Le stockage en réservoir de l'option O1 offre le tampon inhérent le plus solide, mais il est confronté à une

vulnérabilité climatique croissante sur plusieurs décennies. L'option O2 offre une charge de base indépendante des conditions météorologiques, mais concentre le risque sur une seule source de combustible soumise à des exigences de sécurité complexes. L'option O3 est la plus vulnérable à la variabilité climatique et nécessite la plus grande infrastructure de secours ; sa répartition géographique offre une certaine protection. L'option O4 offre une résilience distribuée, mais elle dépend de l'hydrogène importé et du GNR, dont la disponibilité dans des conditions géopolitiques dégradées est incertaine.

Une attention particulière doit être accordée à la bioénergie. Toutes les voies PGIRE partent du principe que la bioénergie fournira 17 à 21 % des besoins en chauffage d'ici 2050 grâce à des systèmes biénergie qui basculent entre l'électricité et le GNR pour gérer les pics de demande et compléter la production variable (p. 49). Pour que cette hypothèse se réalise, il faudrait multiplier par sept la production de bioénergie, qui passerait de 7,9 TWh à 57,5 TWh, en particulier le GNR. Cela nécessiterait de mobiliser la quasi-totalité de la biomasse forestière disponible tout en s'appuyant principalement sur des technologies de conversion de deuxième génération – pyrolyse et gazéification – dont le rapport lui-même souligne la viabilité commerciale incertaine (pp. 54, 83). Même une mobilisation nationale totale serait insuffisante, nécessitant 5 à 11 TWh de GNR supplémentaires et des importations de bioénergie liquide selon le scénario (p. 53).

Si l'on met de côté les défis liés à la production durable de GNR à grande échelle, les avantages en termes de résilience du commerce intégré de l'électricité sont particulièrement marqués. Les réservoirs du Québec peuvent servir de batterie régionale. Dans le cadre d'une intégration transfrontalière profonde, les conditions dégradées au Québec (sécheresse) peuvent être compensées par la production excédentaire des juridictions voisines, et vice versa — un effet de diversification du portefeuille absent de l'analyse isolée du PGIRE. Le lien avec le WCI renforce la résilience à long terme en réduisant l'infrastructure nationale totale à entretenir. L'interaction des deux mécanismes dans des conditions dégradées est particulièrement précieuse : si une sécheresse réduit simultanément la production hydroélectrique et augmente la demande de refroidissement, la combinaison des importations d'électricité (complétant l'approvisionnement) et des achats du WCI (couvrant les émissions de toute réserve fossile temporaire) offre une résilience à plusieurs niveaux qu'aucune voie nationale ne peut égaler.

6. Questions soulevées dans la littérature générale

La littérature universitaire plus large souligne plusieurs autres préoccupations en matière de disponibilité qui transcendent les deux horizons temporels et ne sont pas pleinement prises en compte dans les diagrammes en araignée.

À court terme, la préoccupation la plus urgente concerne le risque lié à la réalisation des gains d'efficacité énergétique. Le PGIRE table sur des gains d'efficacité de 53 TWh, mais les tendances historiques suggèrent que ceux-ci pourraient ne pas se concrétiser pleinement. Si l'efficacité n'atteint pas les objectifs fixés, la demande réelle d'électricité pourrait être supérieure de 54 à 146 TWh à celle prévue dans le modèle. Les sources de demande imprévisibles (centres de données, infrastructures d'IA, traitement des minéraux essentiels, fabrication de matériel de défense) représentent des incertitudes à court terme qui pourraient pousser le système vers des trajectoires D3, indépendamment des politiques de sobriété. Les dépendances en matière de coordination intergouvernementale (tarification fédérale du carbone, interconnexions pancanadiennes du réseau) introduisent un risque politique qui est particulièrement important à court terme, où les revirements politiques peuvent perturber les décisions d'investissement déjà en cours.

À long terme, l'écart le plus important est l'absence d'un scénario de portefeuille optimisé et neutre sur le plan technologique. Les quatre voies d'approvisionnement du PGIRE sont conçues pour imposer des technologies ; aucun scénario ne permet au modèle de trouver la combinaison d'approvisionnement la moins coûteuse et la moins risquée parmi toutes les technologies disponibles. La littérature examinée dans la section IV suggère fortement qu'une telle optimisation, en particulier lorsque le commerce transfrontalier est endogénéisé, produirait des résultats radicalement différents – et nettement moins coûteux – que l'une des quatre voies contraintes.

V. DIVERSIFICATION ET RÉSILIENCE

Alors que l'analyse précédente sur la disponibilité visait à déterminer si le Québec pouvait maintenir un approvisionnement énergétique continu, cette section pose une question distincte : dans quelle mesure le système énergétique est-il résilient face aux perturbations, et dans quelle mesure le portefeuille de sources, de voies d'approvisionnement et de mécanismes institutionnels sur lesquels s'appuie le Québec est-il diversifié ?

La résilience énergétique est fondamentalement un concept de portefeuille : un système concentré sur une seule technologie, une seule chaîne de combustibles ou une seule empreinte géographique est intrinsèquement fragile, qu'il soit ou non en mesure de répondre à la demande moyenne dans des conditions normales. Les douze combinaisons de scénarios d'offre et de demande du PGIRE fournissent une base structurée pour évaluer la diversification et la résilience, mais elles révèlent également d'importantes lacunes. Comme pour l'analyse de la disponibilité, cette section examine chaque dimension à deux horizons (court terme et long terme), puis présente une analyse de sensibilité hypothétique abordant l'exclusion par le PGIRE du lien avec le marché du carbone de la WCI et des échanges bidirectionnels d'électricité.

La conclusion générale est que la conception du scénario de contrainte technologique du PGIRE, dans lequel chaque voie d'approvisionnement privilégie une seule technologie dominante, sous-estime structurellement le potentiel de diversification. Aucun des douze scénarios ne représente un portefeuille optimisé et neutre sur le plan technologique ; chacun concentre le risque sur sa technologie phare. Ce cadre, combiné aux quatre complications de modélisation identifiées dans la section III, signifie que le PGIRE surestime simultanément les défis en matière de résilience (en ignorant les mécanismes de diversification) et sous-estime la fragilité (en ne soumettant pas à des tests de résistance les hypothèses technologiques intégrées dans chaque scénario).

1. Pointes de consommation

Court terme (0 à 10 ans)

À court terme, les douze scénarios s'appuient tous sur le même ensemble restreint d'instruments de gestion des pics : répartition des réservoirs existants, déploiement précoce de batteries et capacité de conversion des biocarburants estimée à 2-3 GW dans le scénario D2. Cependant, les mécanismes de flexibilité du côté de la demande restent largement sous-développés. Contrairement à d'autres juridictions, le Québec s'appuie presque entièrement sur l'augmentation de l'offre d'électricité pour faire face aux pics de demande. Les tarifs d'électricité étant si bas, il n'a pas développé les outils utilisés ailleurs pour encourager les clients à réduire leur consommation pendant ces pics, tels que les prix variables dans le temps, les accords avec les grands utilisateurs industriels pour réduire temporairement leur consommation ou les programmes coordonnés qui incitent de nombreux petits utilisateurs à réduire leur consommation ensemble (Pineau & Whitmore, 2023). Les effets de la WCI

et du commerce de l'électricité analysés précédemment renforcent également la résilience aux pics du point de vue de la diversification, en élargissant le portefeuille d'instruments de gestion de la demande.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

D'ici 2050, le rapport entre la consommation de pointe et la consommation moyenne varie considérablement selon les voies d'approvisionnement, les scénarios O1 et O3 affichant les ratios les plus élevés (figure 43). Lorsque la demande de pointe dépasse largement la demande moyenne, le système devient fragile : il dépend d'une capacité rarement utilisée et peut ne pas être suffisant pour faire face à des événements extrêmes qui se chevauchent, comme une vague de froid intense coïncidant avec la recharge massive de véhicules électriques. Les scénarios O2 (charge de base nucléaire) et O4 (production décentralisée) atteignent des ratios plus faibles, ce qui suggère un système plus uniformément chargé et doté d'une plus grande résilience inhérente aux pointes de la demande. Cependant, O2 y parvient grâce à une charge de base rigide qui ne peut pas augmenter rapidement, tandis que O4 y parvient grâce à des ressources distribuées plus proches de la charge. L'analyse de sensibilité du lien WCI et du commerce de l'électricité présentée précédemment s'applique avec la même force à la dimension de la résilience, avec en plus l'idée que ces mécanismes atténuent le plus significativement le rapport entre les pics et la moyenne dans les scénarios D2 et D3, où les pics liés à l'électrification sont les plus prononcés.

2. Acheminement

Court terme (0 à 10 ans)

La préoccupation en matière de résilience est la concentration géographique : une seule perturbation du corridor, comme l'a illustré la tempête de verglas de 1998, peut isoler une capacité de production importante. La résilience à court terme dépend de la redondance et de la maintenance du réseau plutôt que du choix des voies d'approvisionnement, le commerce transfrontalier via les interconnexions existantes offrant un avantage immédiat en termes de diversification.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

Les besoins en matière d'expansion du réseau divergent considérablement d'ici 2050 entre les scénarios d'offre et de demande. Le risque de concentration géographique s'intensifie dans le scénario O1. Du point de vue de la résilience, le développement de la capacité de croissance du système énergétique dans les régions les plus isolées et les plus exposées au climat du Québec amplifie la vulnérabilité géographique. Les scénarios O3 et O4, en revanche, répartissent plus largement les actifs de production, bien que les parcs éoliens et solaires centralisés du scénario O3 introduisent leur propre concentration en termes d'utilisation des sols (jusqu'à 739 000 hectares dans le scénario D3). Les avantages à long terme de l'acheminement liés à l'endogénéisation des échanges transfrontaliers, analysés précédemment, présentent une valeur particulière en termes de résilience : les voies d'approvisionnement orientées vers le sud et l'est ont la double fonction d'exporter les excédents et d'importer des approvisionnements d'urgence.

3. Risques d'exécution

Court terme (0 à 10 ans)

Le critère de risque de construction du PGIRE évalue le risque d'exécution en fonction du temps de construction de la technologie. Cependant, du point de vue de la résilience, il est essentiel de comprendre que le fait de s'appuyer sur une seule voie technologique concentre le risque

d'exécution. Si les chaînes d'approvisionnement des éoliennes sont perturbées, une stratégie dépendante de l'O3 n'a pas de solution de repli ; si l'octroi des licences nucléaires est retardé, l'O2 n'a pas d'alternative. La véritable résilience en matière d'exécution passe par le maintien de l'optionalité entre plusieurs voies technologiques, une approche de portefeuille qu'aucun des quatre scénarios d'approvisionnement du PGIRE ne reflète. Comme indiqué dans l'analyse Disponibilité, les deux mécanismes exclus présentent le risque d'exécution le plus faible de toutes les options, car ils ne nécessitent aucune nouvelle construction, ce qui a des implications directes en matière de résilience, car cela signifie que le risque d'exécution ne doit pas être concentré sur une seule voie technologique. Dans le même temps, les deux mécanismes que le PGIRE inclut sans validation adéquate — le GNR à grande échelle et le CDR jusqu'au plafond contraignant de 15,9 MtCO₂ — sont des dépendances communes à l'ensemble des douze scénarios, ce qui signifie que leur échec compromettrait simultanément toutes les voies d'approvisionnement plutôt que d'être diversifié entre les différentes alternatives.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

Les données sur les coûts d'investissement et l'analyse des risques liés aux mégaprojets présentées dans la section IV.3 s'appliquent directement à l'évaluation de la diversification. Du point de vue de la résilience, l'autre élément clé à retenir est que la concentration des investissements dans une seule technologie, comme l'exige chaque voie d'approvisionnement, amplifie le phénomène bien documenté des dépassements de coûts dans les grands programmes d'infrastructure (Flyvbjerg, 2014).

Ces risques sont amplifiés par l'exercice de modélisation. Bien qu'elles ne soient pas clairement documentées, les hypothèses de NATEM concernant les coûts technologiques de l'éolien et du solaire reflètent probablement l'analyse macroéconomique générique nord-américaine — effets sur l'emploi, fuites dans la chaîne d'approvisionnement, répercussions sur le marché du travail et implications fiscales — requise par la planification intégrée des politiques énergétiques et industrielles.

La réduction du risque d'exécution grâce au commerce WCI et au commerce d'électricité documentée précédemment diversifie simultanément la voie de mise en œuvre, avec l'impact le plus important sur D2, où une grande partie de la demande supplémentaire reflète une réduction nationale énergivore qui n'existe que parce que ces mécanismes sont exclus de l'optimisation.

4. Dépendances critiques

Court terme (0 à 10 ans)

Comme indiqué précédemment, les dépendances critiques à court terme sont relativement uniformes dans tous les scénarios. Du point de vue des points de défaillance uniques, l'accord de Churchill Falls et les chaînes d'approvisionnement mondiales en technologies propres représentent des vulnérabilités communes à l'ensemble des douze scénarios.

En effet, dans son récent rapport, AQPER (2026), identifie les contraintes de la chaîne d'approvisionnement dans tous les secteurs des énergies renouvelables. Pour l'éolien et le solaire, les principaux goulets d'étranglement sont un marché de la construction consolidé avec peu d'entreprises qualifiées, une pénurie de main-d'œuvre qualifiée et la logistique du transport de composants de plus en plus volumineux. Le Québec dispose d'une capacité de fabrication nationale pour les composants clés des éoliennes : les pales (LM Wind Power, Gaspé) et les tours (Marmen, Matane et Trois-Rivières), héritage des exigences en matière de contenu local liées aux premiers

appels d'offres d'Hydro-Québec (Haley, 2014; Lewis & Wiser, 2006), mais il n'est pas certain que cette base puisse être développée pour atteindre l'objectif de 10 000 MW fixé par le Plan d'action 2035. Pour les carburants propres et l'hydrogène, les défis sont différents : les producteurs américains bénéficient de crédits d'impôt généreux qui sapent la concurrence québécoise, tandis que les projets liés à l'hydrogène ne peuvent aboutir sans un accès garanti à une électricité abordable. Parallèlement, la disparition de Northvolt, parmi d'autres acteurs du secteur des batteries au Québec, a démontré la fragilité de ce secteur (Whitmore & Pineau, 2026).

L'analyse de la dépendance à court terme de la WCI présentée à la section IV.4 est renforcée par la dynamique croissante en faveur de l'expansion des échanges de quotas d'émission : le rattachement de l'État de Washington prévu d'ici 2027, New York et le Maryland qui envisagent des systèmes de type WCI, et le CBAM de l'UE qui accélère l'adoption mondiale de la tarification du carbone, suggérant que cette dépendance institutionnelle se renforce plutôt qu'elle ne s'affaiblit avec le temps. L'effet net, tel qu'analysé dans la section Disponibilité, est un passage d'une dépendance vis-à-vis des calendriers de construction (forte incertitude) à une dépendance vis-à-vis du fonctionnement des marchés et des institutions (incertitude moindre), ce qui est favorable du point de vue de la diversification.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

Les profils de dépendance à long terme analysés dans la section IV.4 révèlent que chaque voie d'approvisionnement concentre le risque sur un seul intrant critique : O1 sur l'hydroélectricité éloignée avec des dépendances liées au consentement des populations autochtones et au risque du marché d'exportation (exclusion par le Vermont des nouvelles grandes centrales hydroélectriques), O2 sur la technologie des réacteurs importés et une main-d'œuvre spécialisée dont le Québec manque, O3 sur une base de fabrication éolienne nationale peu développée, et O4 sur des importations incertaines d'hydrogène et de GNR. Cette concentration technologique est précisément le modèle qu'une stratégie de diversification devrait éviter.

O3 dépend de l'expansion de la base manufacturière éolienne nationale existante mais limitée du Québec – une seule usine de pales à Gaspé et une production de tours récemment réactivée à Matane – tout en restant tributaire des nacelles et des groupes motopropulseurs importés, et entièrement dépendante des panneaux solaires et des systèmes de stockage par batterie importés pour lesquels il n'existe aucune capacité de fabrication nationale. O4 affiche la balance commerciale énergétique la plus défavorable, en raison des importations substantielles d'hydrogène et de GNR que le modèle prévoit comme nécessaires pour compenser la capacité de production centralisée limitée. Chaque voie concentre donc la dépendance à long terme sur un seul intrant essentiel, ce qui est précisément le schéma qu'une stratégie de diversification devrait éviter.

Comme indiqué précédemment, la liaison WCI et le commerce d'électricité diversifient le portefeuille de dépendances sur les plans géographique, institutionnel et temporel.

5. Maintien de l'approvisionnement dans des conditions dégradées

Court terme (0 à 10 ans)

Le parc hydroélectrique du Québec offre une résilience inhérente répartie sur plusieurs bassins versants, mais la variabilité hydrologique induite par le climat et l'incertitude liée à Churchill Falls représentent des vulnérabilités communes dont le risque est réduit grâce à la diversification du portefeuille. Le dividende immédiat en matière de résilience provenant des échanges d'électricité dans des conditions dégradées (augmentation des réservoirs grâce au cycle d'importation-stockage-

revente) s'applique également directement à l'évaluation de la diversification. Le lien WCI renforce cela en couvrant les émissions provenant de toute réserve fossile temporaire, offrant ainsi une couche de résilience financière.

Long terme (10 à 25 ans et plus)

La résilience à long terme dans des conditions dégradées varie considérablement selon les voies d'approvisionnement. Les options O1 et O2 concentrent la production dans de grandes installations peu flexibles – réservoirs et centrales nucléaires – qui offrent une résilience robuste en matière de charge de base, mais une adaptabilité limitée. Les énergies renouvelables intermittentes de l'option O3 sont vulnérables aux longues périodes de vent faible ou de couverture nuageuse ; les parcs éoliens existants sont géographiquement concentrés le long du corridor du bas Saint-Laurent et de la Gaspésie. Bien que l'expansion prévue de 10 000 MW puisse élargir cette empreinte, le PGIRE n'évalue pas si les nouveaux sites seraient suffisamment dispersés à travers différents systèmes météorologiques pour décorrélater de manière significative la production lors d'événements régionaux de vent faible. Les actifs décentralisés de O4 offrent la plus grande adaptabilité au niveau local, mais peuvent manquer d'envergure pour gérer les conditions dégradées à l'échelle du système.

Les avantages régionaux de la mutualisation des risques liés à une intégration électrique profonde, analysés précédemment, constituent peut-être l'argument de diversification le plus solide : les réservoirs du Québec transforment la résilience en cas de dégradation des conditions d'un problème touchant un seul réseau en un portefeuille multi-juridictionnel. L'interaction avec le réseau WCI offre une résilience à plusieurs niveaux qu'aucune voie nationale ne peut égaler.

6. Enjeux soulevés dans la littérature

Plusieurs préoccupations en matière de diversification et de résilience identifiées dans la littérature universitaire complètent les questions de disponibilité abordées dans la section V.6. Deux points méritent ici d'être soulignés : premièrement, la géologie du Bouclier canadien du Québec limite considérablement la capacité de stockage géologique du CO₂ (le plafond contraignant de 15,9 MtCO₂ fixé par le PGIRE reflète une contrainte physique plutôt que politique), ce qui signifie que le Québec ne peut pas compter sur le CUSC comme filet de sécurité pour les émissions résiduelles. Deuxièmement, la dynamique croissante vers la convergence des marchés mondiaux du carbone suggère que le lien avec la WCI dont dispose déjà le Québec est un atout stratégique de plus en plus apprécié, dont la valeur en termes de résilience augmentera à mesure que les architectures internationales de tarification du carbone arriveront à maturité.

VI. POINTS DE RUPTURE

Le mandat demande une liste hiérarchisée des risques susceptibles de compromettre la réalisation des objectifs du PGIRE. Cependant, le rapport préliminaire ne précise pas encore les orientations, les objectifs ou les cibles dans les six domaines requis par le projet de loi 69 — ceux-ci sont reportés au PGIRE final prévu au printemps 2026. L'évaluation des risques qui suit examine donc les menaces qui pèsent sur les objectifs implicites du PGIRE, tels qu'ils ressortent de ses cinq principes directeurs et du cadre réglementaire : atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, garantir un approvisionnement énergétique sûr et diversifié, réduire l'intensité énergétique grâce à l'efficacité et à la sobriété, et mener une transition énergétique économiquement avantageuse.

Priorité 1 — Risques susceptibles de compromettre fondamentalement les objectifs du PGIRE

1.1. Des résultats de modélisation incomplets empêchent une prise de décision éclairée. Le rapport préliminaire présente principalement les résultats du NATEM et omet la plupart des résultats du NAGEM. Les courbes de coûts marginaux de réduction, la répartition des coûts et des avantages entre les acteurs, les impacts macroéconomiques et les informations sur l'enchaînement des politiques sont absents. Sans ces éléments, ni la Régie, ni les investisseurs, ni le public ne peuvent évaluer les coûts réels d'un scénario ou déterminer qui les supportera.

1.2. Choix des limites et des contraintes de modélisation qui surestiment les coûts et sous-estiment les risques. Quatre mécanismes interdépendants sont soit exclus, soit insuffisamment contraints dans l'optimisation. Le lien avec le marché du carbone WCI et le commerce transfrontalier d'électricité, les deux mécanismes les plus à même de réduire les coûts, d'élargir l'espace d'optimisation et d'assurer la résilience, sont traités comme des contraintes exogènes plutôt que comme des variables de décision. La littérature montre que les coûts marginaux du carbone pourraient baisser de plus de 80 % grâce au lien avec le WCI et d'un ordre de grandeur grâce à une intégration régionale profonde du marché de l'électricité. Par ailleurs, la production de GNR et le CDR, dont dépendent les douze scénarios, sont inclus mais reposent sur des hypothèses qui ne sont pas validées de manière transparente : une multiplication par sept de la bioénergie sans courbes d'approvisionnement en matières premières publiées et un plafond CUSC contraignant sans justification transparente. L'effet combiné est que le PGIRE surestime les coûts (en excluant les mécanismes de réduction des coûts éprouvés) tout en sous-estimant le risque de faisabilité (en s'appuyant sur des hypothèses technologiques non validées). Ces décisions en matière d'infrastructure sont irréversibles.

1.3. Risque lié à la réalisation de l'efficacité énergétique. Le PGIRE table sur des gains d'efficacité de 53 TWh. Si ceux-ci ne se concrétisent pas, la demande réelle d'électricité pourrait être supérieure de 54 à 146 TWh à celle modélisée, poussant le système d'une trajectoire D1 gérable vers une trajectoire D2 ou D3 beaucoup plus risquée. Le gouvernement lui-même a déjà révisé à la baisse ses projections d'efficacité de manière substantielle entre les différentes versions préliminaires du rapport.

1.4. Faisabilité de l'augmentation de la bioénergie. Les douze scénarios reposent tous sur la bioénergie pour couvrir 17 à 21 % des besoins en chauffage d'ici 2050, ce qui nécessite une multiplication par sept de la production. Cela repose sur des technologies de conversion de deuxième génération dont le rapport lui-même souligne que la viabilité commerciale n'est pas établie. L'approvisionnement durable en biomasse forestière est limité, la compétitivité économique est faible, les délais de parité carbone soulèvent des questions quant à l'impact climatique, et même une mobilisation nationale totale reste insuffisante de 5 à 11 TWh.

Priorité 2 — Risques qui limitent considérablement certains scénarios ou horizons temporels

2.1. Dépendance à Churchill Falls. Tous les scénarios tablent sur 33 TWh d'importations nettes d'électricité, sur la base d'un accord de principe qui est désormais incertain. Il s'agit d'un point de défaillance unique qui affecte l'approvisionnement à court terme dans tous les scénarios.

2.2. La conception des scénarios imposant des technologies obscurcit les voies optimales. Aucun scénario ne permet au modèle de trouver la combinaison d'approvisionnement la moins coûteuse et la moins risquée. Chaque voie concentre le risque sur une seule technologie phare : O1 sur l'hydroélectricité à distance avec des délais de construction de 12 ans et des dépendances vis-à-vis

du consentement des populations autochtones ; O2 sur le nucléaire sans main-d'œuvre nationale ni fabrication de réacteurs ; O3 sur l'éolien avec une base de fabrication nationale limitée ; O4 sur les sources décentralisées avec une forte dépendance aux importations.

2.3. Risques liés à la construction et à l'exécution pour D2 et D3. Les coûts d'investissement cumulés varient entre 307 et 536 milliards de dollars. D3+O1 nécessiterait jusqu'à 12 nouveaux barrages, chacun avec des délais de construction qui excluent les retards de permis caractéristiques du Québec. Les grands programmes d'infrastructure de cette envergure sous-estiment systématiquement les coûts et les délais, et les hypothèses de coûts de NATEM reflètent probablement les courbes d'apprentissage génériques nord-américaines plutôt que les réalités spécifiques du Québec en matière d'approvisionnement.

2.4. Concentration de la chaîne d'approvisionnement et lacunes en matière de capacité industrielle. Le Québec est confronté à un marché de la construction consolidé avec peu d'entreprises qualifiées, une pénurie de main-d'œuvre qualifiée et aucune fabrication nationale de turbines, de panneaux solaires ou de batteries à grande échelle. L'effondrement de Northvolt illustre la fragilité du secteur, et les crédits d'impôt américains sapent la concurrence des carburants propres du Québec.

2.5. Sources de demande imprévisibles. Les centres de données, les infrastructures d'intelligence artificielle, le traitement des minéraux critiques et la fabrication de matériel de défense pourraient pousser le système vers des trajectoires de type D3, indépendamment des politiques de sobriété.

Priorité 3 — Risques institutionnels, de gouvernance et d'économie politique

3.1. Institutionnalisation insuffisante de l'exercice de modélisation. Le projet de loi 69 ne précise pas les résultats de modélisation requis, contrairement aux exigences plus détaillées du TEQ. Le processus est concentré au sein du MEIE avec des contrôles et des contrepoids limités — la Régie se limite à un avis consultatif non contraignant, contrairement à la Californie et à l'Ontario où des organismes de réglementation indépendants ont des mandats contraignants en matière de mise en œuvre ou d'approvisionnement.

3.2. Représentativité de la consultation publique. Faible participation (489 participants sur 14 étapes), aucun lien démontré entre les conclusions de Vision Énergie et la conception des scénarios, et risque que certaines voies d'approvisionnement reflètent davantage les préférences des parties prenantes les plus mobilisées que celles de la population générale. Les recherches suggèrent que les Québécois ont une faible tolérance à l'augmentation des coûts énergétiques, mais le rapport préliminaire ne mentionne pas les implications tarifaires, ce qui risque de provoquer une réaction politique négative. L'annexe 4 examine d'autres méthodes possibles, notamment les sondages délibératifs et les expériences d'enquêtes conjointes.

3.3. Instabilité géopolitique et commerciale. Les risques géopolitiques pesant sur le commerce transfrontalier d'électricité semblent contenus pour l'instant ; en revanche, le lien avec la WCI a suscité des critiques plus directes, bien que les tribunaux aient bloqué les tentatives précédentes de le remettre en cause. L'exclusion par le Vermont des nouvelles grandes centrales hydroélectriques de sa norme en matière d'énergies renouvelables crée un risque pour le marché d'exportation de l'O1. L'évolution de la politique commerciale américaine affecte les chaînes d'approvisionnement en composants renouvelables.

3.4. Contrainte géologique liée au stockage du CO₂. La géologie du Bouclier canadien du Québec limite le CUSC à 15,9 MtCO₂ d'ici 2050 — une contrainte physique plutôt que politique qui devient

contraignante dans tous les scénarios. Contrairement à l'Alberta ou à la Californie, le Québec ne peut pas compter sur le CUSC comme filet de sécurité pour les émissions résiduelles.

3.5. Absence de tarification dynamique de l'électricité. Sans prix variables dans le temps ni programmes de réponse à la demande, le comportement des consommateurs ne peut contribuer à la résilience, ce qui élimine toute une catégorie de diversification sur laquelle s'appuient les juridictions comparables pour la gestion des pics de consommation.

3.6. Lacunes en matière de consentement et de partenariat avec les Autochtones. Le PGIRE ne contient aucun diagnostic des besoins spécifiques des Autochtones, aucun plan d'action dédié, aucun financement alloué et aucune orientation, aucun objectif ou aucune cible spécifique aux Autochtones. Dans tous les scénarios d'approvisionnement, les nouvelles infrastructures énergétiques sont principalement situées sur des territoires autochtones. Procéder sans engagement significatif crée un risque d'exécution en raison des retards dans l'obtention du consentement, des contestations judiciaires et de la fragilité de l'acceptabilité sociale, ainsi qu'un risque pour la réputation d'un plan qui aspire à incarner la réconciliation.

3.7. Décisions de politique industrielle sans cadre d'évaluation. Le PGIRE fonctionne comme une politique industrielle verte, orientant entre 307 et 536 milliards de dollars d'investissements dans les secteurs énergétiques, mais ne fournit aucun multiplicateur sectoriel, aucune mesure de la qualité de l'emploi, aucune évaluation de l'impact régional ni aucun mécanisme d'évaluation. Sans ces éléments, le risque est une mauvaise allocation des capitaux publics à grande échelle et l'incapacité de corriger le tir si les voies de développement industriel ne donnent pas les résultats escomptés.

VII. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Observations clés

Cette section est divisée en trois parties. Les observations clés résument les principales conclusions analytiques du rapport. Les recommandations identifient trois priorités stratégiques pour l'avis de la Régie à la ministre. Les conditions minimales de réussite précisent les exigences, les jalons et les mesures d'atténuation des risques qui doivent être respectés pour que le PGIRE final puisse servir de cadre de planification crédible. Les recommandations définissent l'orientation stratégique ; les conditions minimales les rendent opérationnelles.

1. Le rapport préliminaire du PGIRE n'est pas un document de planification suffisant

Le rapport préliminaire du PGIRE n'est pas suffisant pour servir de document de planification pour la transformation énergétique et la politique industrielle verte du Québec. Les résultats critiques de la modélisation qui éclaireraient les décisions d'investissement, les choix réglementaires et la délibération publique – coûts marginaux, impacts macroéconomiques, effets distributifs, implications en matière de séquençage des politiques – sont absents du rapport préliminaire, alors même que le cadre NATEM-NAGEM est conçu pour produire ce type de résultats. Sans ces résultats, ni la Régie ni le public ne peuvent évaluer l'efficacité économique ou l'équité des voies proposées. L'ampleur du défi en matière d'investissement – entre 307 et 536 milliards de dollars de dépenses cumulées d'ici 2050 – amplifie cette lacune : le rapport préliminaire tel qu'il a été publié ne permet pas de répondre aux questions suivantes : comment les coûts et les avantages seront-ils répartis, quelle sera la trajectoire tarifaire implicite et l'investissement pourra-t-il être financé ?

2. Le niveau de la demande est le facteur de risque le plus important

Dans les évaluations de la disponibilité et de la diversification et de la résilience, le niveau de la demande apparaît comme le facteur de risque le plus important, plus déterminant que le choix de la voie d'approvisionnement. Le passage de D1 (430 TWh) à D3 (544 TWh) intensifie pratiquement tous les défis en matière de disponibilité et de résilience, quelle que soit la configuration de l'approvisionnement : les investissements cumulés passent de 307 milliards de dollars à 536 milliards de dollars, la demande de pointe augmente de 7 à 12 GW, les besoins d'extension du réseau quadruplent et les indices de risque de construction doublent. Le scénario D1 (sobriété) surpasse systématiquement les scénarios D2 et D3 dans presque tous les critères. Une grande partie de la demande supplémentaire du scénario D2 reflète la réduction des émissions domestiques à forte intensité énergétique qui n'existe dans le modèle que parce que la liaison WCI et le commerce transfrontalier sont exclus de l'optimisation.

3. Le décalage entre les prix du carbone nuit à la cohérence des signaux d'investissement

Le PGIRE suppose que les prix du carbone atteindront environ 125 \$/tCO₂e d'ici 2050 (le « portrait historique projeté »), mais toutes les applications précédentes du NATEM modélisant une décarbonisation profonde au Québec aboutissent à des coûts marginaux de réduction de 1 353 à 7 288 \$/tCO₂e. Même avec l'accès au marché WCI en Californie, les coûts restent d'un ordre de grandeur supérieur à l'hypothèse du PGIRE. Cet écart soulève une question fondamentale : comment attirer des dizaines de milliards de dollars d'investissements de transition sans un signal de prix du carbone à la hauteur de l'intensité de la décarbonisation requise ? Le décalage est structurel : le Québec se situe près du bas de la courbe d'expérience des technologies propres, ayant déjà décarbonisé son approvisionnement en électricité, et doit faire face à des réductions marginales relativement coûteuses dans les transports, l'industrie et les bâtiments.

4. L'avantage comparatif du Québec en tant que pôle énergétique flexible

L'analyse présentée dans ce rapport suggère que l'avantage comparatif du Québec ne réside pas dans la construction de nouvelles capacités de production massives destinées à l'exportation, mais dans l'exploitation de son parc hydroélectrique existant comme plaque tournante flexible dans la transition vers les énergies propres en Amérique du Nord. La fonction d'arbitrage des réservoirs, le lien avec le marché du carbone de la WCI et les interconnexions stratégiques avec le nord-est des États-Unis représentent des actifs appréciables dont la valeur est systématiquement sous-estimée par le cadre actuel du PGIRE, qui les exclut de l'optimisation.

5. Les dépendances technologiques partagées créent une fragilité systémique

Les douze scénarios d'offre et de demande reposent tous sur les deux mêmes hypothèses technologiques non validées : une multiplication par sept de la bioénergie (nécessitant des technologies de conversion de deuxième génération dont le rapport lui-même souligne la viabilité commerciale incertaine) et un plafond contraignant de 15,9 MtCO₂ pour le CUSC, imposé sans justification géologique, technique ou économique transparente. Il ne s'agit pas de risques diversifiés répartis entre différentes voies alternatives, mais de points de défaillance uniques communs. Si la bioénergie ne répond pas aux attentes ou si la contrainte CDR s'avère trop restrictive, tous les scénarios sont simultanément compromis. Le cadre scénaristique offre donc moins de diversification des risques que ne le suggère sa structure à douze combinaisons.

6. Les lacunes du PGIRE en tant que plan directeur de politique industrielle

Le rapport préliminaire du PGIRE fait allusion à une politique industrielle verte, mais ne fournit pas les données économiques détaillées (multiplicateurs sectoriels, qualité de l'emploi, impacts

régionaux) nécessaires pour évaluer les voies de développement industriel. Des décennies de recherche sur les efforts fructueux en matière de politique industrielle ont souligné l'importance de la discipline et de la responsabilité du gouvernement (Allan, Lewis, & Oatley, 2021; Amsden, 1989; Evans, 1995) — points récemment soulignés par IRPP (2025) pour le contexte canadien. Il est essentiel de noter que la politique industrielle verte seule ne suffira probablement pas à atteindre la décarbonisation nette zéro sans l'effet disciplinaire de la tarification du carbone (Purdon, 2026). Le Québec aurait tout intérêt à institutionnaliser cette discipline, que ce soit par le biais d'une unité d'évaluation centralisée, d'indicateurs de performance normalisés pour les investissements dans la transition énergétique ou d'une plus grande transparence dans la manière dont Investissements Québec alloue les capitaux aux secteurs énergétiques stratégiques. Le PGIRE doit associer ses ambitions industrielles à des instruments de politique climatique solides afin de garantir que la transformation économique et la réduction des émissions se déroulent en tandem plutôt que dans un contexte de tension (voir annexe 5).

Recommandations à l'intention de la Régie

1. Exiger les résultats complets de la modélisation NATEM-NAGEM et des analyses de sensibilité supplémentaires

Le rapport préliminaire présente des résultats NATEM partiels et aucun résultat NAGEM. La Régie devrait demander officiellement l'ensemble complet des résultats de la modélisation – courbes de coûts marginaux de réduction, impacts macroéconomiques, analyses de distribution et projections tarifaires – ainsi que des analyses de sensibilité assouplissant la limite du Québec pour le raccordement au WCI et le commerce transfrontalier d'électricité. Les exigences spécifiques sont détaillées dans la section « Exigences » ci-dessous.

2. Évaluer les scénarios par rapport aux critères de risque, en tenant compte du profil favorable de la complémentarité entre l'éolien et l'hydroélectricité et de la modération de la demande

La Régie devrait recommander que le PGIRE final comprenne au moins un scénario optimisé neutre sur le plan technologique, car les quatre voies d'approvisionnement actuelles sont toutes conçues pour imposer une technologie particulière. En attendant les résultats complets, l'analyse des risques présentée dans ce rapport différencie considérablement les scénarios : O1 présente le risque d'exécution le plus élevé, O2 introduit des dépendances dont le Québec ne dispose pas, O4 affiche le bilan commercial énergétique le plus déficitaire, tandis que O3 est le mieux placé pour tirer parti de la complémentarité entre l'éolien et l'hydroélectricité, mécanisme identifié dans la littérature comme le plus précieux dans le cadre d'une décarbonisation profonde. Combinés à la conclusion selon laquelle la modération de la demande (D1) est le facteur de réduction des risques le plus important, ces résultats indiquent que la complémentarité entre l'éolien et l'hydroélectricité et la modération de la demande présentent le profil de risque le plus favorable, sous réserve d'une vérification par les résultats complets de la modélisation.

3. Reconnaître le commerce international des droits d'émission comme un atout stratégique

Comme le montre l'observation clé n° 3, le Québec est confronté à des coûts marginaux de réduction parmi les plus élevés en Amérique du Nord. L'achat de quotas à la Californie ne remplace pas les mesures nationales, mais les complète en permettant des réductions plus importantes à un coût raisonnable pendant la transition industrielle. La Régie devrait recommander que le PGIRE final reconnaisse explicitement le lien avec le WCI comme un atout stratégique pour la maîtrise des coûts, la résilience et l'enchaînement des politiques, et non comme un simple mécanisme comptable, et modélise sa valeur d'optimisation.

Conditions minimales de réussite

L'analyse qui précède identifie une série de lacunes structurelles dans le rapport préliminaire du PGIRE — résultats de modélisation incomplets, mécanismes d'optimisation exclus, hypothèses technologiques non vérifiées et faiblesses institutionnelles — qui, ensemble, compromettent la capacité de la Régie, des investisseurs et du public à évaluer la faisabilité, les coûts et les risques du plan. Les conditions minimales suivantes doivent être remplies pour que le PGIRE final puisse servir de cadre de planification crédible et réalisable.

1. Exigences

1. *Divulgation complète des résultats de modélisation NATEM-NAGEM.* Le PGIRE final doit publier l'ensemble complet des résultats des modèles NATEM-QC et NAGEM-QC. La Régie devrait avoir accès à ces résultats avant l'approbation du PGIRE final.

2. *Analyse de sensibilité intégrant le lien avec le marché du carbone WCI et les échanges transfrontaliers d'électricité.* Le PGIRE final doit inclure des analyses de sensibilité qui assouplissent les deux restrictions les plus importantes : (a) l'exclusion de la dynamique des échanges internationaux de quotas d'émission de la trajectoire du prix du carbone, et (b) le traitement des échanges transfrontaliers d'électricité comme exogènes.

3. *Vérification indépendante des hypothèses relatives à l'augmentation de la bioénergie.* L'hypothèse du PGIRE selon laquelle la bioénergie couvrira 17 à 21 % des besoins en chauffage d'ici 2050 doit faire l'objet d'un examen indépendant par des experts avant d'être intégrée dans des orientations contraignantes.

4. *Justification transparente du plafond CUSC/CDR.* Le PGIRE final doit fournir une justification géologique, technique et économique transparente de cette contrainte, ou l'assouplir afin de permettre l'optimisation pour déterminer le niveau efficace de CDR.

5. *Scénario de portefeuille optimisé et neutre sur le plan technologique.* Le PGIRE final doit inclure au moins un scénario dans lequel toutes les technologies d'approvisionnement sont en concurrence sans parts technologiques prédéterminées. Cela permettrait au modèle d'identifier la combinaison d'approvisionnement la moins coûteuse et la moins risquée.

6. *Spécification d'orientations, d'objectifs et de cibles contraignants.* Le PGIRE final doit remplir les six domaines légalement requis (article 14.2, projet de loi 69) avec des engagements concrets et mesurables, et non se contenter de réaffirmer des principes ambitieux. Cela devrait inclure des objectifs quantifiés en matière d'efficacité énergétique, des étapes importantes dans le déploiement des énergies renouvelables et des calendriers de développement des infrastructures, chacun avec des parties responsables désignées et des mécanismes de reddition de comptes.

2. Jalons

1. *Accès de la Régie à l'ensemble des résultats de la modélisation (printemps 2026).* Avant que le PGIRE final ne soit approuvé par le gouvernement, la Régie devrait avoir reçu et disposé de suffisamment de temps pour examiner l'ensemble des résultats de la modélisation NATEM-NAGEM.

2. *Au cours du premier cycle de planification (0 à 6 ans) : institutionnalisation du cadre de modélisation.* Le gouvernement devrait établir, soit par voie de réglementation, soit par un amendement au projet de loi 69, des exigences minimales en matière de transparence de la modélisation, notamment : la spécification des résultats requis, l'examen obligatoire par un tiers, des

hypothèses normalisées pour la comparaison entre les modèles et l'accès public à la documentation non exclusive sur les modèles.

3. Au cours du premier cycle de planification : plan d'urgence pour Churchill Falls. Compte tenu de l'incertitude entourant l'accord de principe conclu en décembre 2024 avec Terre-Neuve-et-Labrador, l'évaluation finale de l'impact environnemental et social (EIES) doit inclure un plan d'urgence explicite indiquant comment les importations nettes d'électricité estimées à environ 33 TWh seraient remplacées en cas de résultats défavorables des négociations.

4. À mi-cycle (3e-4e année) : évaluation indépendante à mi-parcours. Le PGIRE devrait faire l'objet d'une évaluation indépendante à mi-parcours par la Régie ou un autre organisme doté de capacités analytiques.

3. Mesures d'atténuation

1. Maintenir et renforcer le lien avec le marché du carbone de la WCI en tant que mécanisme de maîtrise des coûts et de résilience. Le PGIRE devrait reconnaître explicitement le lien avec la WCI comme un atout stratégique et modéliser sa valeur d'optimisation.

2. *Élaborer un cadre stratégique pour le commerce transfrontalier d'électricité et l'arbitrage des réservoirs.* Le PGIRE devrait inclure une stratégie explicite d'exportation et de commerce qui optimise la valeur bidirectionnelle des interconnexions du Québec avec le nord-est des États-Unis.

3. *Mettre en place un programme de développement de la chaîne d'approvisionnement et de surveillance des risques.* Compte tenu de la concentration des risques d'exécution dans les chaînes d'approvisionnement mondiales pour les éoliennes, les panneaux solaires, les batteries et les minéraux critiques — et de la fragilité avérée du secteur naissant des batteries au Québec —, le PGIRE devrait inclure un mécanisme dédié à la surveillance des risques liés à la chaîne d'approvisionnement.

4. Intégrer les exigences en matière de partenariat avec les Autochtones dans le cadre contraignant du PGIRE. Le rapport préliminaire ne contient aucun diagnostic des besoins spécifiques des Autochtones, aucun plan d'action ou comité permanent dédié, aucun financement alloué et aucune orientation, aucun objectif ou aucune cible spécifique aux Autochtones, ce qui fait peser la responsabilité sur les communautés plutôt que sur l'État de s'engager activement. Le PGIRE final devrait combler cette lacune en incluant des orientations, des objectifs ou des cibles spécifiques aux Autochtones dans son cadre contraignant, y compris, au minimum, des exigences en matière de partenariat pour les nouveaux projets énergétiques sur les territoires autochtones, un soutien à l'autonomie énergétique des communautés dépendantes du diesel et un mécanisme de consultation permanent doté de ressources dédiées.

5. *Renforcer la capacité d'adaptation grâce à la surveillance des scénarios et aux déclencheurs de décision.* Compte tenu de la grande incertitude qui entoure l'évolution de la demande, le PGIRE devrait établir un ensemble de déclencheurs quantitatifs, liés à la croissance observée de la demande, aux taux de réalisation de l'efficacité énergétique et aux étapes clés de dépendance (Churchill Falls, évolution du WCI), qui activent des mesures correctives prédéfinies.

VIII. ANNEXES

Annexe 1 : Tableaux comparatifs juridiques, institutionnels et de consultation

Tableau A1-1 : Comparaison entre le TEQ Plan directeur (2018) et le PGIRE (projet de loi 69)

Dimension	Plan directeur TEQ (2018)	PGIRE (projet de loi 69 / rapport préliminaire)
Horizon temporel	5 ans (2018-2023) avec une vision à l'horizon 2030	25 ans jusqu'en 2050 ; mise à jour tous les 6 ans avec des rapports d'étape triennaux
Portée – Demande	Efficacité énergétique et gestion de la demande dans tous les secteurs ; programmes de changement des comportements ; objectifs de réduction de la consommation de pétrole	Demande finale d'énergie pour l'ensemble de l'économie ; trois scénarios de demande (faible/intermédiaire/élevée) modélisés jusqu'en 2050
Portée – Offre	Il ne s'agit pas d'un plan d'approvisionnement. Il considère l'approvisionnement actuel en électricité, en gaz et en pétrole comme acquis ; il renvoie les questions d'approvisionnement aux distributeurs et à la Régie	Toutes les sources : électricité, gaz naturel, pétrole, biomasse, hydrogène, nucléaire (PMR). Quatre scénarios d'approvisionnement (O1-O4) modélisés
Orientations	Le gouvernement a défini des orientations par le décret 537-2017 ; il a spécifié l'efficacité énergétique comme « première source d'énergie », la réduction de la consommation de pétrole, le changement des comportements, l'innovation et la consommation d'énergie propre	La loi exige des orientations dans six domaines. Le rapport préliminaire ne précise aucune orientation et énumère cinq principes directeurs (qui ne sont pas des orientations contraignantes).
Objectifs	Structurés par secteur via des feuilles de route avec des objectifs numérotés liés aux parties responsables, aux calendriers et aux budgets.	La loi exige des objectifs dans les six domaines. Le rapport préliminaire ne contient aucun objectif déclaré.
Cibles	Cibles quantifiées : -5 % de pétrole d'ici 2023 ; -40 % d'ici 2030 ; gains d'efficacité d'environ 1,2 % par an ; +25 % de bioénergie ; +50 % de production d'énergie renouvelable.	Aucun objectif chiffré n'est spécifié. Seuls les objectifs hérités en matière de GES sont mentionnés (-37,5 % d'ici 2030 ; ≥80 % d'ici 2050). Les cibles futures seront « pertinentes, cohérentes et réalistes ».
Indicateurs de performance	Obligation de proposer des indicateurs alignés sur les thèmes de la feuille de route. Efficacité et efficacité des mesures abordées	Aucune obligation dans le projet de loi 69. Pineau et al. (2024) ont recommandé des indicateurs obligatoires ; non adoptés.
Responsabilité	Validation et audits indépendants obligatoires des données. Rapports publics réguliers. Surveillance par les parties prenantes via la Table des parties prenantes.	Aucune obligation légale de rendre compte. Le ministre est « responsable » ; aucun mécanisme de recours en cas de non-conformité.
Gouvernance	TEQ en tant que société d'État dotée d'un conseil d'administration dédié ; rapports autonomes ; Table des parties prenantes dotée d'un mandat indépendant.	Contrôle ministériel direct par l'intermédiaire du MEIE ; Régie subordonnée aux orientations du PGIRE ; distributeurs « associés » mais pas d'organisme de surveillance indépendant

Sources : Loi sur TEQ (abrogée en 2020), art. 8-17 ; Plan directeur TEQ 2018-2023 ; projet de loi 69 (L.Q. 2025, c. 24), art. 14 ; rapport préliminaire PGIRE (janvier 2026) ; Pineau, Whitmore et Audette (2024).

Tableau A1-2 : Cadre et mise en œuvre du PGIRE (basé sur l'article 14.2, projet de loi 69)

Domaine	Instruments juridiques	Catégorie	Statut dans le rapport préliminaire	Alignement externe
Énergie (général)	Objectifs, cibles	Côté demande	Fourchette de scénarios : 430 à 544 TWh d'ici 2050. Aucun objectif ni aucune cible n'est spécifié	—
Sobriété	Objectifs, cibles	Côté demande	Le scénario D1 incarne une sobriété profonde. Aucune cible ni mesure définie.	—
Efficacité énergétique	Objectifs, cibles	Côté demande	Références Objectif de 21 TWh d'économies pour le siège social. Aucun objectif n'a été fixé au niveau de PGIRE	—
Offre	Orientations, objectifs, cibles	Côté offre	Quatre scénarios d'approvisionnement modélisés (O1-O4). Aucun mix préférentiel, objectif de capacité ou orientation en matière d'approvisionnement n'est spécifié.	Doit être conforme au PEV 2030 et à l'objectif en matière de GES (-37,5 % d'ici 2030 ; ≥80 % d'ici 2050)
Infrastructure	Orientations, objectifs, cibles	Côté offre	La modélisation inclut les coûts d'extension du réseau. Aucun objectif de capacité de production, plan de transport ou directive de stockage n'est spécifié.	Doit être conforme aux orientations du gouvernement en matière de développement économique (novembre 2025)
Innovation	Orientations, objectifs, cibles	Transversal	Mentionné comme principe directeur. Aucune priorité en matière de R&D, aucun jalon ni aucun objectif de dépenses n'est spécifié.	—

Remarque : pour les domaines liés à la demande, la loi ne précise que les objectifs et les cibles (pas d'orientations). Pour les domaines liés à l'offre et transversaux, la loi précise les trois instruments. Le mot « notamment » indique que cette liste n'est pas exhaustive. Sources : Projet de loi 69 (L.Q. 2025, c. 24), art. 14 ; Rapport préliminaire PGIRE (janvier 2026).

Tableau A1-3 : Indicateurs de consultation publique : Plan directeur TEQ vs PGIRE

Dimension de la consultation	TEQ Plan directeur (2017-2018)	PGIRE (2025-2026)
Institution responsable	TEQ (société d'État autonome)	MEIE (ministère)
Organe consultatif statutaire	Table des parties prenantes (TPP) : 15 experts ; 12 réunions ; mandat indépendant (art. 10-11, 41 Loi sur la TEQ)	Aucun organisme statutaire équivalent. La Régie émet un avis consultatif (projet de loi 69, art. 14.2)
Participation en ligne	Plateforme dédiée : environ 450 comptes ; environ 13 500 visites ; environ 420 commentaires ; environ 2 500 votes ; environ 380 mesures proposées par les citoyens	Plateforme Mur à idées ; consultation publique (10 décembre 2025 – 30 janvier 2026). Les indicateurs de participation ne sont pas communiqués.
Ateliers en personne	8 ateliers thématiques (novembre 2017) ; environ 440 participants issus d'experts sectoriels	Tournée Vision Énergie : 14 étapes régionales (mars-juin 2025) ; 489 participants ; ateliers techniques thématiques (été-automne 2025)
Mémoires reçus	Environ 100 mémoires contenant environ 1 500 recommandations	Mémoires à la Régie de l'énergie (en cours au moment de la rédaction)
Participation des Autochtones	Session d'une journée entière consacrée à l'IDDPNQL. Plan directeur engagé envers le Comité TEQ-Premières Nations permanent, plan d'action dédié, financement alloué et discussions parallèles avec les Inuits	Table Québec–Premières Nations (3 réunions) ; séances parallèles lors des étapes de la tournée ; processus participatif distinct. Aucun plan d'action, comité ou financement spécifique aux Autochtones dans le rapport préliminaire
Contribution d'experts/technique	Groupes de travail interministériels et distributeurs ; le TPP a examiné le projet de plan avec l'aide d'évaluateurs indépendants	Ateliers techniques thématiques ; réunions bilatérales ; collaboration des distributeurs sur la modélisation. Aucun organisme d'examen indépendant

Sources : TEQ (2018) ; MEIE (2025) ; MEIE (2026)

Annexe 2 : Approche de modélisation du PGIRE

Le PGIRE 2026 représente la première tentative de la province d'élaborer une vision énergétique intégrée sur 25 ans. Au cœur de cet exercice de planification se trouve un cadre de modélisation sophistiqué conçu pour explorer comment le système énergétique du Québec pourrait évoluer afin d'atteindre les objectifs climatiques tout en maintenant la prospérité économique. Il est essentiel de comprendre ce que ces modèles font – et ce qu'ils ne peuvent pas faire – pour interpréter les projections et les recommandations du PGIRE. Tous les modèles de systèmes énergétiques impliquent des compromis entre les détails technologiques, l'exhaustivité économique et le réalisme comportemental.

Le PGIRE utilise une approche de modélisation couplée reliant deux outils complémentaires développés par la société de modélisation énergétique québécoise ESMIA, NATEM-QC et NAGEM-QC, afin d'intégrer les connaissances en matière de modélisation technique et économique. Le cadre NATEM-NAGEM du PGIRE est l'un des 17 modèles énergétiques et économiques distincts utilisés au Canada (Rhodes et al., 2021). L'approche de modélisation hybride NATEM-NAGEM reflète des décennies de développement méthodologique et positionne le PGIRE parmi les approches provinciales canadiennes les plus sophistiquées, comparables à gTech et au modèle fédéral E3MC.

NATEM-QC (North American TIMES Energy Model – Quebec) est un modèle d'optimisation technico-économique ascendant basé sur la plateforme TIMES développée sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (Bahn, Haurie, & Zachar, 2009). Le modèle utilise la programmation linéaire pour identifier les technologies capables de répondre à la demande énergétique à un coût total actualisé minimal, tout en respectant les contraintes en matière de ressources, les objectifs de réduction des GES et d'autres paramètres politiques introduits dans le modèle en tant que contraintes exogènes. NATEM-QC fournit une représentation détaillée de l'ensemble du système énergétique du Québec, y compris les chaînes d'approvisionnement et les secteurs d'utilisation finale. En résumé, les modèles d'optimisation identifient les voies d'investissement les moins coûteuses dans un contexte de prévision parfaite afin d'atteindre les objectifs fixés de manière exogène pour refléter différents scénarios d'offre et de demande. Un nombre croissant de recherches ont mis en évidence les limites du réalisme comportemental des modèles énergétiques basés sur l'optimisation. Les hypothèses d'optimisation des coûts peuvent ne pas correspondre aux transitions énergétiques réelles, où la faisabilité politique, la capacité institutionnelle et l'acceptation sociale jouent un rôle déterminant (Purdon, 2026; Savvidis et al., 2019; Trutnevyte, 2016).

En partie en réponse aux préoccupations suscitées par les modèles d'optimisation, on observe une tendance à développer des modèles hybrides qui combinent des modèles d'optimisation technique et des modèles macroéconomiques (Hourcade et al., 2006). Le PGIRE représente la première application du nouveau modèle macroéconomique NAGEM-QC (North American General Equilibrium Model – Quebec) de l'ESMIA. Il s'agit d'un modèle d'équilibre général dynamique calculable qui représente l'ensemble de l'économie du Québec. Le couplage dynamique entre les deux modèles constitue le cœur méthodologique du PGIRE : les trajectoires énergétiques optimales du NATEM-QC servent d'entrées pour le NAGEM-QC, les ajustements macroéconomiques étant réinjectés dans une boucle itérative jusqu'à convergence des résultats. Un module NAGEM pleinement déployé aurait permis de produire des évaluations d'impact macroéconomique, des ajustements en matière d'emploi et de marché du travail, des impacts sur le bien-être des ménages et la répartition des

revenus, des implications sur les recettes publiques, des effets sur la balance commerciale et, surtout, la formation endogène des prix des produits énergétiques, y compris l'électricité.

Une limitation importante à noter concerne les tarifs de l'électricité. NATEM est un modèle d'optimisation d'équilibre partiel : il minimise le coût total actualisé du système pour répondre à des demandes de services énergétiques spécifiées de manière exogène, sous réserve de contraintes telles que les objectifs d'émissions et la disponibilité des ressources. Il produit des projections détaillées des coûts d'investissement, des coûts de production par technologie et, grâce à ses prix fictifs sur les contraintes d'émissions, des coûts marginaux de réduction. Toutefois, il ne modélise pas directement les prix de l'électricité ou les structures tarifaires pour les consommateurs, car les tarifs de détail de l'électricité au Québec dépendent de processus réglementaires et institutionnels externes à la logique de minimisation des coûts du système énergétique. L'architecture couplée NATEM-NAGEM du PGIRE a été conçue en partie pour combler cette lacune.

Si le modèle hybride NATEM-NAGEM est à la pointe des approches de modélisation des systèmes énergétiques au Canada, le fondement analytique du PGIRE pourrait être renforcé. D'autres approches de modélisation pourraient offrir un plus grand réalisme comportemental que les modèles hybrides intégrant des modèles d'optimisation et d'équilibre général. Par exemple, une analyse récente de la politique climatique américaine a utilisé le GCAM-USA pour examiner l'ordre des politiques (Luo et al., 2026). Alors que NATEM-QC utilise l'optimisation avec une prévoyance parfaite, GCAM est un modèle d'équilibre partiel récursif avec une prévoyance myope : la solution de chaque période dépend uniquement des conditions actuelles et passées. Savin et al. (2023) ont proposé la modélisation basée sur les agents comme approche méthodologique permettant d'intégrer des éléments issus des sciences comportementales, de la sociologie et de l'économie politique dans l'analyse des politiques climatiques. Contrairement aux modèles d'optimisation qui supposent un planificateur central minimisant les coûts du système, les modèles basés sur les agents simulent des acteurs hétérogènes (ménages, entreprises, décideurs politiques) ayant chacun des objectifs, des ensembles d'informations et des règles de décision distincts. Cette approche permet de saisir des phénomènes que les modèles d'optimisation ne prennent pas en compte : comment les réseaux sociaux influencent l'adoption des technologies, comment le lobbying affecte la rigueur des politiques et comment les choix politiques précoces remodelent les coalitions politiques de manière à permettre ou à limiter les actions ultérieures. Si les modèles basés sur des agents sacrifient la facilité d'analyse des approches d'optimisation, ils peuvent fournir des informations plus pertinentes pour l'économie politique des transitions énergétiques.

Ces critiques méthodologiques suggèrent des pistes pour renforcer les fondements analytiques du PGIRE. Premièrement, le cadre de modélisation pourrait intégrer des paramètres comportementaux estimés à partir d'enquêtes spécifiques au Québec sur la prise de décision des ménages et des entreprises, suivant l'approche CIMS (Rivers & Jaccard, 2005). Deuxièmement, l'analyse de scénarios pourrait inclure des tests de « sensibilité comportementale » afin d'évaluer comment les résultats changent en fonction d'hypothèses alternatives concernant les taux d'adoption et les facteurs de décision non financiers. Troisièmement, une analyse complémentaire basée sur les agents pourrait explorer la manière dont différents groupes d'acteurs pourraient réagir aux politiques proposées et comment leurs interactions pourraient générer des dynamiques émergentes non visibles dans les résultats d'optimisation.

Annexe 3 : Détails supplémentaires sur la comparaison des modèles NATEM

Cette annexe fournit des détails sur les scénarios de tarification du carbone, les objectifs et les trajectoires de réduction des émissions de GES, la consommation d'électricité et la consommation totale d'énergie, ainsi que la capacité de production d'électricité et le mix électrique modélisés dans divers exercices NATEM présentés à la section IV.

Détails des scénarios de tarification du carbone

Vaillancourt et al. (2018) ont modélisé la trajectoire du Québec vers une réduction de 80 % des GES d'ici 2050 (environ 84 % par rapport aux niveaux de 1990) et ont constaté que le coût marginal de réduction s'élève à environ 7 288 \$/tCO₂ e en termes nominaux dans le scénario sans exploitation des hydrocarbures. Même à l'horizon 2030, Vaillancourt et al. (2019) ont constaté que pour atteindre l'objectif officiel du Québec de 37,5 % de réduction par rapport aux niveaux de 1990, il faudrait un coût marginal d'environ 760 \$, soit déjà neuf fois le prix du PHP supposé par le PGIRE. Ces prix fictifs extrêmement élevés reflètent le défi structurel du Québec : les réductions restantes doivent provenir de secteurs plus difficiles à réduire, tels que le transport routier, l'industrie lourde et le chauffage des bâtiments.

Les coûts unilatéraux de la Californie, bien que nettement inférieurs, dépassent encore largement le prix supposé par le PGIRE. La comparaison est significative sur le plan analytique, car la Californie est le partenaire du Québec dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de la WCI. Yang et al. (2015), à l'aide du modèle d'optimisation CA-TIMES — un modèle de la famille TIMES structurellement analogue au NATEM qui représente l'ensemble du système énergétique californien avec des hypothèses externes exogènes et sans rétroaction macroéconomique — ont calculé des coûts moyens d'atténuation de 9 à 124 dollars américains/tCO₂ e (actualisés à 4 %) pour une réduction de 80 % d'ici 2050. Neutel et al. (2026), à l'aide du modèle Stanford DECAL (Detailed Electricity and Climate Analysis for Long-term planning, un outil d'expansion de la capacité basé sur la plateforme LEAP), ont analysé la neutralité carbone d'ici 2045 et ont estimé le coût moyen de réduction à environ 51 dollars US/tCO₂ e, soit environ 3 % du PIB cumulé de la Californie. Les coûts moins élevés de la Californie reflètent son point de départ plus élevé en termes d'émissions (~400 MtCO₂ e/an contre ~80 Mt pour le Québec), ce qui lui donne accès à des réductions peu coûteuses dans les secteurs de l'électricité, des transports et de l'industrie, que le Québec a déjà épuisées.

Lorsque le Québec pourra acheter des quotas à la Californie par l'intermédiaire de la WCI, son coût marginal pour 2050 passera de 7 288 dollars à environ 1 353 dollars, soit une réduction de plus de 80 %. Le prix plafond prévu par la WCI (721 dollars en 2050) est inférieur à ce montant, ce qui suggère que le mécanisme de maîtrise des coûts serait contraignant avant que le Québec n'atteigne son niveau de réduction optimal. Le prix plancher du PGIRE, fixé à 125 dollars, est même inférieur au prix plancher de la WCI.

Les études pancanadiennes donnent des résultats intermédiaires. Vaillancourt et al. (2017) ont calculé des coûts marginaux de 2 549 dollars en utilisant des technologies éprouvées ou de 1 274 dollars avec des technologies disruptives pour une réduction de 60 % d'ici 2050. Langlois-Bertrand et al. (2018) ont estimé à 1 631 dollars le coût d'une réduction de 80 % par rapport à 2005 (scénario FED) et à 2 069 dollars celui d'une réduction de 80 % par rapport à 1990 (scénario 80P). Langlois-Bertrand et al. (2021) ont modélisé la neutralité carbone totale et ont obtenu un résultat de 2 157 dollars. L'IET rapporte une baisse des coûts marginaux entre 2018 et 2021, ce qu'il attribue aux

progrès technologiques. **À des fins de comparabilité**, il convient toutefois de noter que des différences de versions de modèles, de périmètres d'émissions et de scénarios de référence limitent l'interprétation « toutes choses égales par ailleurs ».

À l'échelle mondiale, le scénario NGFS Net Zero 2050 produit un prix fictif d'environ 2 102 dollars canadiens nominaux d'ici 2050, tandis que l'AIE suppose des prix dans les économies avancées atteignant environ 634 dollars. Il est important de noter que le NGFS a observé une augmentation des coûts marginaux de réduction au cours des phases successives (II à V), le retard pris dans l'action mondiale aggravant la pente de la réduction des émissions requise. La réduction des coûts technologiques et les retards de mise en œuvre ont des effets contraires ; dans le cadre du NGFS, l'effet de retard a dominé. Cela contrebalance la conclusion de l'IET selon laquelle les courbes des coûts marginaux de réduction sont en baisse : si le coût de déploiement d'une technologie donnée a diminué, le niveau d'ambition nécessaire pour compenser le retard accumulé a augmenté plus rapidement.

Objectifs et trajectoires de réduction des émissions de GES

Le PGIRE adopte l'objectif le plus ambitieux de la littérature NATEM pour le Québec : la neutralité carbone totale d'ici 2050. Il part du principe que seulement 65 % de l'objectif 2030 sera atteint grâce à des réductions territoriales, les 35 % restants pouvant provenir d'achats sur le marché du carbone ou de mesures renforcées. Toutefois, le PGIRE ne mentionne pas le rôle du marché du carbone après 2030, et les résultats de la modélisation suggèrent que les réductions sont presque exclusivement réalisées sur le territoire québécois, une question abordée dans la synthèse finale.

Les applications précédentes visaient des réductions moins strictes. Vaillancourt et al. (2018b) ont modélisé des réductions de 80 à 95 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2050 ; leurs scénarios ont permis d'atteindre des émissions de 11,68 Mt d'ici 2050, soit environ 84 % de moins que les niveaux de 1990, qui étaient d'environ 73,4 Mt. Vaillancourt et al. (2019) ont examiné quatre objectifs pour 2030 : des réductions de 10 %, 25,9 %, 37,5 % et 40 % par rapport aux niveaux de 1990, ce qui se traduit par des plafonds de 52,7, 43,4, 36,6 et 35,1 Mt respectivement. À l'échelle pancanadienne, Langlois-Bertrand et al. (2021) ont modélisé la neutralité carbone totale d'ici 2050 dans le cadre du scénario NZ50. L'objectif de zéro émission nette du PGIRE pour le Québec seul représente donc une ambition comparable aux scénarios pancanadiens les plus stricts.

À titre de comparaison, la loi californienne AB 1279 (2022) a légiféré sur la neutralité carbone d'ici 2045, soit cinq ans avant l'objectif du Québec. Le plan d'orientation CARB 2022 qui met en œuvre cet objectif prévoit 72 MtCO₂e d'émissions brutes résiduelles, même pour l'année cible, l'écart par rapport au zéro net étant entièrement comblé par l'élimination du dioxyde de carbone. Neutel et al. (2026) estiment qu'environ 52 % des réductions requises en Californie proviennent de technologies disponibles dans le commerce (véhicules électriques, pompes à chaleur, électricité renouvelable et stockage), 25 % de technologies en phase de déploiement précoce et 23 % de technologies encore au stade de la recherche – une décomposition qui présente un intérêt direct pour le Québec, qui s'appuie lui-même sur des technologies spéculatives dans le PGIRE. La principale différence structurelle réside dans le fait que la Californie part d'un niveau d'émissions de référence beaucoup plus élevé, ce qui signifie que chaque point de pourcentage de réduction se traduit par environ cinq fois plus de tonnes absolues, et donc par davantage de solutions faciles à mettre en œuvre avant que les coûts marginaux n'augmentent.

Consommation d'électricité et consommation totale d'énergie

Le PGIRE prévoit une croissance spectaculaire de la consommation d'électricité : une augmentation de 111 à 221 TWh entre 2022 et 2050, selon le scénario de demande. Compte tenu de la consommation totale d'énergie du Québec en 2022, qui s'élève à environ 496 TWh, cela représente une croissance de 30 à 45 % pour l'électricité seule. Le PGIRE présente l'énergie en TWh plutôt qu'en pétajoules (PJ) comme dans les études précédentes (1 TWh = 3,6 PJ) et suppose explicitement 53 TWh d'économies d'énergie grâce à des mesures d'efficacité énergétique d'ici 2050, ce qui est plus transparent que les études précédentes, qui intégraient implicitement les gains d'efficacité dans les projections de la demande.

Ces projections sont globalement conformes aux applications antérieures. Vaillancourt et al. (2018b) ont prévu une augmentation de la consommation d'électricité au Québec, qui passerait de 194 TWh en 2011 à 340-344 TWh d'ici 2050 dans les scénarios de réduction des GES, soit une augmentation de 76 à 77 % due à l'électrification massive des transports, des bâtiments et de l'industrie. Leur énergie finale totale est tombée à environ 1 300-1 400 PJ (361-389 TWh) d'ici 2050 dans les scénarios de réduction, soit un niveau inférieur à celui de 2011 malgré la croissance économique, grâce à l'efficacité énergétique, au changement de combustible et à la réduction endogène de la demande due à la hausse des prix de l'énergie. Vaillancourt et al. (2019) ont prévu une augmentation de seulement 5 % de l'énergie finale du Québec entre 2011 et 2030, bien en dessous de la moyenne canadienne de 16 %. À l'échelle nationale, Langlois-Bertrand et al. (2021) ont prévu que la production d'électricité canadienne atteindrait 1 341 TWh d'ici 2050 dans le cadre du scénario NZ50, soit plus du double des niveaux de 2016.

Capacité de production d'électricité et mix de production d'électricité

Le PGIRE explore un portefeuille technologique plus large que toute autre application NATEM spécifique au Québec. Dans le scénario « Nouvelle hydraulique » (O1), on prévoit plus de 7 GW de nouvelle capacité hydroélectrique, produisant jusqu'à 245 TWh par an. Même dans les scénarios donnant la priorité à d'autres sources, l'hydroélectricité nécessite 3 à 4 GW de capacité supplémentaire, plus 2,7 GW provenant de la remise à neuf. L'énergie éolienne connaît une expansion rapide dans tous les scénarios : de 8 GW dans le scénario O2 axé sur le nucléaire à 20 GW dans le scénario O3 (produisant 58 TWh), avec 15 GW dans le scénario O1 démontrant une forte complémentarité entre l'hydroélectricité et l'éolien. Il convient de noter que le PGIRE réintroduit l'énergie nucléaire comme variable du scénario (O2), ce qui représente un changement important par rapport au consensus post-Gentilly-2 au Québec, puisque la province a fermé son seul réacteur en 2012 et que les études NATEM spécifiques au Québec excluaient largement l'expansion nucléaire.

Vaillancourt et al. (2018b) ont prévu une expansion beaucoup plus spectaculaire de l'hydroélectricité : d'environ 39 GW à 69-70 GW d'ici 2050, soit un doublement de la capacité en 30 à 40 ans. Les besoins en hydroélectricité plus modérés du PGIRE reflètent à la fois un portefeuille technologique plus large et des hypothèses de coûts actualisées. Au niveau national, Langlois-Bertrand et al. (2021) ont prévu une multiplication par 3,4 de la capacité de production totale (de 147 GW à 489 GW) dans le cadre du scénario NZ50, la capacité renouvelable variable atteignant 239 GW. La modélisation nationale de l'IET a également exploré de manière approfondie le nucléaire : dans le scénario d'intégration intensive du nucléaire (O2), la capacité atteignait 50 GW à l'échelle nationale d'ici 2050.

L'évolution du mix de production d'électricité dans les différentes études révèle une évolution de la conception des portefeuilles technologiques optimaux. Vaillancourt et al. (2018) ont montré que l'hydroélectricité conservait une domination écrasante au Québec, l'éolien jouant un rôle croissant

mais relativement modeste. Au niveau national, Vaillancourt et al. (2017) ont prévu une augmentation de 57 % de la production d'électricité canadienne entre 2007 et 2050, l'hydroélectricité passant de 59 % à 42 % du mix total, ce qui reflète la croissance rapide des autres énergies renouvelables plutôt qu'une réduction de l'hydroélectricité en termes absolus. L'introduction du nucléaire comme variable de scénario par le PGIRE représente le changement le plus significatif, reflétant le regain d'intérêt international pour les petits réacteurs modulaires et la reconnaissance du fait que la croissance de la demande pourrait dépasser ce que l'hydroélectricité et l'éolien peuvent fournir dans les limites des sites existants. Le scénario éolien-solaire (O3), avec 20 GW produisant 58 TWh, ferait de l'éolien la deuxième source d'électricité du Québec, nécessitant une intégration minutieuse avec la flexibilité de l'hydroélectricité pour gérer l'intermittence, précisément le type de synergie hydro-éolienne qui, selon Rodríguez-Sarasty et al. (2021), présente une valeur considérable pour l'ensemble de la région du Nord-Est.

Tableau A3-1 : Détails du scénario de tarification du carbone

.Panneau	Légende Étiquette / Scénario	Modèle	Portée	Cible en matière de GES	Hypothèses clés	Marché du carbone	Type de prix	2030 (en dollars canadiens nominaux)	2050 (en dollars canadiens nominaux)	Méthode de conversion
Trajectoires de référence (figurant sur tous les graphiques)										
Tout	PGIRE PHP	—	Québec	Zéro émission nette d'ici 2050	Prise en charge des prix WCI ; réglementations + investissements HQ	WCI (exogène)	Hypothèse politique	84	125	Indexé à 2 %/an à partir de 84 \$ en 2030
Tous	Plafond WCI (CAD nom.)	—	QC-CA	n/a	Réserve pour la maîtrise des coûts ; prix plafond	WCI	Plafond réglementaire	Environ 107	~721	+7 %/an (5 % réglementaire + 2 % IPC)
c	Plancher WCI (CAD nom.)	—	QC-CA	n/a	Prix de réserve aux enchères	WCI	Seuil réglementaire	Environ 38	Environ 259	+7 %/an (5 % réglementaire + 2 % IPC)
(a) Québec unilatéral										
a	V. et al. (2018b) Pas de CM	NATEM-QC	Québec	80 à 95 % par rapport à 1990 d'ici 2050	Pas de CSC, pas d'énergie nucléaire, pas d'exploitation d'hydrocarbures	Aucun	Prix fictif	368 à 594	~4 988	CA\$ ₂₀₁₆ × 1,02 ^(an-2016)
a	V. et al. (2019)	NATEM-QC	Québec	37,5 % par rapport à 1990 d'ici 2030	Pas de CSC ; pas de nucléaire ; horizon 2030 uniquement	Aucun	Prix fictif	~760	n/a	CA\$ ₂₀₁₆ × 1,02 ^(an-2016)
(b) Californie unilatérale										
b	Yang et al. (2015) GHG-S-CCS	CA-TIMES	Californie	80 % par rapport à 1990 d'ici 2050	CSC disponible ; pas de nouvelle centrale nucléaire ; plafonnement par étapes	Aucun	Prix fictif	—	~2 473 \$	USD ₂₀₁₀ × 1,02 ^(an-2010) × 1,40
b	Yang et al. (2017) Tendances actuelles.	CAT_Xpand	Californie	40 % d'ici 2030 ; 80 % d'ici 2050 (par rapport à 1990)	Poursuite des politiques complémentaires (RPS, LCFS)	Système de plafonnement et d'échange (aucun lien modélisé)	Prix des quotas	~107	~255	USD ₂₀₀₆ × 1,02 ^(an-2016) × 1,40
b	Yang et al. (2017) Pol. compl. limitées	CAT_Xpand	Californie	40 % d'ici 2030 ; 80 % d'ici 2050 (par rapport à 1990)	Politiques complémentaires moins strictes	Système de plafonnement et d'échange (aucun lien modélisé)	Prix des quotas	> 107	> 255	USD ₂₀₀₀ × 1,02 ^(an-2016) × 1,40
(c) Liaison Québec-Californie										
c	V. et al. (2018b) CM	NATEM-QC	QC-CA	80 à 95 % entre 1990 et 2050	Pas de CSC ; pas d'énergie nucléaire ; lien WCI modélisé	WCI (endogène)	Prix fictif	—	~1 353	CA\$ ₂₀₀₀ × 1,02 ^(an-2016)

(d) Pancanadien										
d	V. et al. (2017) R60 %A	NATEM	13 prov./terr.	60 % de combustion entre 1990 et 2050	Technologies éprouvées uniquement ; pas de CSC	Aucun (option interprovinciale)	Prix fictif	—	~2 549	$CA\$_{20\%00} \times 1,02^{(an-2016)}$
d	V. et al. (2017) R60 %B	NATEM	13 prov./terr.	60 % de combustion entre 1990 et 2050	Technologies disruptives (biocarburants de 2e génération, CSC)	Aucune (option interprovinciale)	Prix fictif	—	~1 274	$CA\$_{20\%00} \times 1,02^{(an-2016)}$
d	L.-B. et al. (2018) FED	NATEM	13 prov./terr.	80 % par rapport à 2005 d'ici 2050 (environ 75 % par rapport à 1990)	Coûts technologiques actualisés par rapport à 2017 ; pas de marché international	Aucun (option interprovinciale)	Prix fictif	Environ 330	Environ 1 631	$CA\$_{20\%00} \times 1,02^{(an-2016)}$
d	L.-B. et al. (2018) 80P	NATEM	13 prov./terr.	80 % par rapport à 1990 d'ici 2050 (~83 % par rapport à 2005)	Identique à FED ; référence plus stricte	Aucune (option interprovinciale)	Prix fictif	—	~2 069	$CA\$_{20\%00} \times 1,02^{(an-2016)}$
d	L.-B. et al. (2021) NZ50	NATEM	13 prov./terr.	Zéro émission nette d'ici 2050 ; -40 % d'ici 2030	Coûts technologiques actualisés ; BECSC ; CDA	Aucun (option interprovinciale)	Prix fictif	—	~2 157	$CA\$_{20\%00} \times 1,02^{(an-2016)}$
(e) Coordination mondiale										
e	NGFS NZ50 (Phase II)	REMIND-MAgPIE	Mondial	Zéro émission nette d'ici 2050 (1,5 °C)	IAM ; moyenne pondérée mondiale	Marché mondial du carbone (implicite)	Prix fictif	—	~2 102	$USD_{20\%00} \times 1,02^{(an-2010)} \times 1,40$
e	AIE NZE (2021)	—	Économies avancées	Zéro émission nette d'ici 2050	Portefeuille complet de mesures (réglementations, subventions, tarification)	Non modélisé	Hypothèse politique	~197	~634	$USD_{20\%00} \times 1,02^{(an-2020)} \times 1,40$

Remarques : Toutes les valeurs monétaires sont exprimées en dollars canadiens nominaux (C\$ courants), indexées à 2 % par an, conformément à la convention PGIRE. Taux de change USD/CAD = 1,40. Les prix fictifs correspondent au coût marginal de réduction des émissions de GES (résultat du modèle endogène). Les prix des quotas sont les prix d'équilibre prévus sur le marché. Les hypothèses politiques sont des données exogènes. « — » indique qu'aucune valeur n'a été communiquée pour cet horizon.

V. et al. = Vaillancourt et al. L.-B. et al. = Langlois-Bertrand et al. AIE = Agence internationale de l'énergie (IEA). NGFS = Network for Greening the Financial System. CM = marché du carbone. No CM = sans accès au marché du carbone. PHP = portrait historique projeté. WCI = Western Climate Initiative. LCFS = Low Carbon Fuel Standard. RPS = Renewables Portfolio Standard. BECSC = bioénergie avec CSC. CDA = capture directe dans l'air. IAM = modèle d'évaluation intégré. Interprov. opt. = optimisation interprovinciale.

Sources : Vaillancourt et al. (2017 ; 2018b ; 2019), Yang et al. (2015, SI ; 2017), Langlois-Bertrand et al. (2018 ; 2021), MEIE (2026), NGFS Phase II (2021), IEA NZE (2021), réglementations WCI.

Annexe 4 : Propositions de méthodologie pour la consultation publique

Les processus de consultation du PGIRE et du TEQ présentent tous deux des risques de biais de représentation en raison d'une participation relativement faible, même si l'analyse comparative précédente montre que la tournée Vision Énergie du PGIRE a mobilisé considérablement moins de participants que le processus plus intensif du TEQ. Cela amène à se demander si les résultats de la consultation reflètent véritablement les préférences de la majorité des Québécois ou plutôt celles des groupes organisés et des professionnels du secteur de l'énergie.

Une autre préoccupation connexe concerne le manque de transparence quant à la manière dont les conclusions de la tournée Vision Énergie ont réellement influencé la conception des scénarios du PGIRE. Le rapport préliminaire ne présente pas de cheminement analytique clair entre les résultats de la consultation et les quatre scénarios d'approvisionnement. Le scénario énergétique décentralisé O4, en particulier, pourrait refléter de manière disproportionnée les préférences des parties prenantes les plus mobilisées qui ont participé à la tournée, plutôt que les préférences de la population en général. Cette préoccupation est plausible compte tenu des résultats des sondages d'opinion publique sur les préférences énergétiques des Québécois. Fiander et al. (2024) constatent que le Québec affiche l'un des niveaux de soutien les plus faibles de toutes les provinces canadiennes en matière de démocratie énergétique et de systèmes énergétiques locaux, avec un intérêt nettement inférieur à la moyenne nationale pour des actions telles que l'investissement ou la participation active à des projets énergétiques décentralisés. Cette tendance correspond à l'observation de Pineau et Whitmore (2023) selon laquelle les tarifs d'électricité résidentiels exceptionnellement bas du Québec, parmi les plus bas en Amérique du Nord, n'incitent guère à la production décentralisée, au stockage ou à la gestion de la charge, et ont habitué les consommateurs à un modèle énergétique centralisé et peu coûteux.

Les implications financières de la transition énergétique sont un aspect particulièrement sensible qui n'a été abordé de manière adéquate ni dans le processus de consultation ni dans l'exercice de modélisation PGIRE. De nombreuses études d'opinion publique montrent que le soutien du public à la politique climatique est très sensible aux coûts perçus. (Jagers et al., 2021) montrent que les niveaux plus élevés de taxe carbone proposés réduisent systématiquement le soutien du public dans tous les pays, y compris au Canada, et que cet effet est influencé par la perception de l'équité. (Purdon, 2024b) documente une sensibilité similaire aux coûts dans le contexte québécois en ce qui concerne la tarification unilatérale du carbone. Bien que les recherches sur la tolérance à l'augmentation des tarifs d'électricité restent limitées, les données disponibles suggèrent que les hausses de tarifs liées à la transition énergétique, en particulier celles attribuables à des options d'approvisionnement à coûts plus élevés, pourraient se heurter à une résistance importante de la part du public. La transparence sur les implications financières des différents scénarios d'approvisionnement n'est donc pas seulement une question de bonne gouvernance, mais aussi une nécessité politique.

Le risque plus large est celui d'un retour de bâton politique et culturel (Norris & Inglehart, 2019). Des changements rapides de valeurs et des revirements politiques perçus comme imposés par les élites peuvent provoquer une contre-mobilisation, en particulier lorsque les coûts économiques pèsent de manière disproportionnée sur des segments de la population qui se sentent exclus des processus décisionnels. La plupart des citoyens se forgent des préférences politiques sur la base de l'identité de groupe et des signaux sociaux plutôt que sur une analyse politique éclairée, ce qui signifie que les

processus de consultation standard, qui partent du principe que les participants s'engageront de manière substantielle avec des informations techniques, ont tendance à attirer un sous-ensemble restreint et non représentatif de la population (Achen & Bartels, 2016). Fung et Wright (2003) décrivent cela comme une limite structurelle des mécanismes participatifs classiques : sans une conception institutionnelle qui cherche à impliquer les citoyens ordinaires touchés par les décisions politiques, la participation se concentre parmi les intérêts organisés qui ont les ressources et la motivation pour s'engager. Les politiques de transition énergétique qui avancent sans une compréhension adéquate des préférences du public risquent de provoquer des réactions négatives.

Afin de développer une compréhension plus représentative et plus rigoureuse de l'opinion publique sur l'avenir énergétique du Québec, le processus PGIRE pourrait bénéficier de méthodes délibératives qui vont au-delà de la consultation conventionnelle. Le sondage délibératif, tel que développé par Fishkin (2018), rassemble des échantillons représentatifs de citoyens sélectionnés au hasard pour une délibération structurée avec des informations équilibrées et des points de vue d'experts concurrents, ce qui permet de mesurer ce que le public penserait dans de bonnes conditions de réflexion. Les assemblées citoyennes représentent un modèle similaire mais distinct, dans lequel des participants choisis au hasard discutent pendant une longue période et font des recommandations politiques détaillées. Ainscough et Willis (2024) proposent un modèle particulièrement pertinent pour le PGIRE : une assemblée citoyenne qui ne se concentre pas sur la question générale de la stratégie climatique, mais sur un défi politique précis, la décarbonisation de l'énergie domestique, conçue et gérée en partenariat avec le Comité britannique sur le changement climatique.

Les expériences d'enquête conjointe offrent une approche supplémentaire et complémentaire : administrées à un large échantillon représentatif sur le plan démographique, elles présentent aux répondants des ensembles de politiques énergétiques concurrentes qui varient simultanément selon plusieurs attributs, les obligeant à révéler comment ils évaluent réellement les compromis plutôt que de simplement approuver des objectifs souhaitables de manière isolée (Caggiano et al., 2024 ; Hainmueller, Hopkins et Yamamoto, 2014). Cette méthode est particulièrement bien adaptée aux choix de scénarios du PGIRE, où la question pertinente pour les politiques n'est pas de savoir si les Québécois sont favorables à l'énergie propre dans l'abstrait, mais comment ils évaluent les compromis entre l'augmentation des coûts et la vitesse de décarbonisation, l'approvisionnement centralisé et décentralisé, ou l'allocation industrielle et les tarifs résidentiels. Appliquée à un échantillon représentatif du Québec, l'analyse conjointe fournirait des preuves systématiques sur les questions de répartition et de sensibilité aux coûts identifiées dans les recherches précédentes, tout en réduisant le biais de désirabilité sociale qui affecte les sondages classiques sur les questions environnementales.

Annexe 5 : Politique industrielle verte et contexte international

Le développement du secteur éolien mérite une réflexion stratégique

L'avantage comparatif du Québec dans le domaine de l'énergie éolienne mérite qu'on s'y attarde. La province a plus de vingt ans d'expérience dans l'approvisionnement en énergie éolienne, à commencer par les appels d'offres historiques de 1 000 MW et 2 000 MW qui ont attiré la fabrication de pales et de tours dans la région de la Gaspésie (Lewis & Wiser, 2006). Ces appels d'offres ont été les premiers à imposer des exigences en matière de contenu local, ce qui a permis de développer des capacités de fabrication de pales, de tours et d'assemblages de nacelles (Haley, 2014). Cependant, comme le montre clairement l'AQPER (2026), le secteur éolien québécois est toujours confronté à des défis importants : pénurie de main-d'œuvre, augmentation des coûts de construction, opacité du réseau et tendance à l'utilisation de turbines plus grandes nécessitant des équipements spécialisés et des partenariats que le Québec ne possède pas encore pleinement.

La concurrence s'intensifie aussi dans le secteur éolien canadien, tout comme dans d'autres secteurs industriels, qui pourraient tirer profit d'une coordination pancanadienne. En particulier, le projet Wind West de la Nouvelle-Écosse vise à produire 5 GW d'énergie éolienne offshore d'ici le milieu des années 2030, pour un coût estimé à 60 milliards de dollars (Grant, 2025). Un rapport récent estime que 9 GW sont réalistes d'ici 2050 et que les coûts prévus de 170 à 240 \$/MWh dépassent largement les récents achats d'énergie éolienne terrestre du Québec, qui se situent entre 50 et 65 \$/MWh (Stevens, 2026). L'objectif d'Hydro-Québec, qui est de produire plus de 10 GW d'énergie éolienne terrestre d'ici 2035, est plus ambitieux et nettement plus compétitif en termes de coûts. Le risque concurrentiel pour le Québec réside moins dans le déplacement du marché que dans la concurrence pour la main-d'œuvre de construction, les chaînes d'approvisionnement en turbines et les crédits d'impôt fédéraux à l'investissement, à une période où les deux provinces connaîtraient une expansion simultanée. La nouvelle politique industrielle de défense du Canada (Gouvernement du Canada, 2026), récemment annoncée, créerait également des synergies, mais aussi de la concurrence. Elle identifie explicitement les minéraux critiques, l'aluminium et l'acier comme des domaines de chevauchement entre les chaînes d'approvisionnement de la défense et la transition énergétique.

Cependant, le recul apparent de la politique fédérale américaine en matière d'énergie renouvelable pourrait, paradoxalement, ouvrir une fenêtre d'opportunité. Les dispositions législatives récentes prévoient une suppression accélérée de certains crédits d'impôt pour l'électricité propre et la fabrication de composants éoliens, ainsi qu'une suspension des baux éoliens offshore — autant de mesures susceptibles de ralentir le développement de projets aux États-Unis. Ce ralentissement pourrait libérer des capacités de production de turbines et alléger la pression sur les chaînes d'approvisionnement internationales, rendant les fabricants plus disponibles pour répondre aux besoins canadiens. Plus largement, une réorientation durable de la politique énergétique américaine risquerait d'affaiblir la position concurrentielle que l'IRA visait à consolider, redirigeant potentiellement une partie des investissements internationaux vers des juridictions perçues comme plus prévisibles, dont le Canada.

Les changements dans l'économie politique internationale créent des opportunités et des risques

Les changements dans l'économie politique internationale créent à la fois des opportunités et des risques pour la politique industrielle verte. L'effondrement du mécanisme d'application de l'OMC, déclenché par le blocage américain des nominations à l'Organe d'appel, a rouvert de manière

inattendue l'espace politique de développement, rendant le système commercial multilatéral plus accommodant envers les interventions de politique industrielle (Hopewell, 2024). En même temps, la mise en œuvre de l'article 6 de l'Accord de Paris ouvre de nouvelles possibilités pour intégrer la politique industrielle verte aux marchés internationaux du carbone, alors que les pays mettent en place des cadres bilatéraux pour transférer les résultats en matière d'atténuation qui peuvent associer le déploiement de technologies propres aux objectifs de financement climatique et de développement durable (Purdon, 2024a ; Sawyer, 2025). Ensemble, ces développements suggèrent un environnement international plus permissif pour les stratégies industrielles vertes ambitieuses, même si la navigation dans ces régimes en évolution comporte également une incertitude et des risques importants.

Les droits de douane importants imposés par le gouvernement américain sur les importations canadiennes en 2025 ont créé une incertitude importante autour du commerce transfrontalier d'électricité, même si la Commission du commerce international des États-Unis a indiqué que l'électricité serait probablement exemptée de ces droits (Zullo, 2025). Le premier ministre de l'Ontario, Doug Ford, a néanmoins menacé de prendre des mesures de rétorsion, comme une surtaxe sur les exportations d'électricité vers les États-Unis. Les experts du réseau ont prévenu que taxer l'électricité perturberait considérablement les opérations, car les systèmes américain et canadien sont gérés comme un seul réseau intégré depuis des décennies, avec un flux d'électricité dans les deux sens en quelques millisecondes. Par ailleurs, l'administration a décidé de déréglementer le transport transfrontalier en proposant de supprimer l'obligation d'obtenir un permis présidentiel pour les infrastructures électriques internationales, une règle qui est entrée en vigueur en septembre 2025 (Johnson, Mullooly et Petukhova, 2025).

En 2019, l'administration fédérale américaine a intenté un procès arguant que le programme californien de plafonnement et d'échange lié au Québec constituait un traité inconstitutionnel, mais un tribunal fédéral a rejeté les quatre arguments constitutionnels, et l'appel a ensuite été volontairement abandonné (Christensen & Detterman, 2020). En avril 2025, un décret présidentiel visait de manière générale les programmes climatiques des États, y compris le programme de plafonnement et d'échange de la Californie, mais aucune procédure judiciaire spécifique n'a été engagée contre le lien entre la Californie et le Québec (ClearBlue Markets, 2025). Il convient de noter que l'Assemblée nationale du Québec a néanmoins voté à l'unanimité le maintien de son programme de plafonnement et d'échange en réponse à cette décision.

IX. RÉFÉRENCES

- Achen, C., & Bartels, L. (2016). *Democracy for Realists*. Princeton University Press.
- Ainscough, J., & Willis, R. (2024). Embedding deliberation: guiding the use of deliberative mini-publics in climate policy-making. *Climate Policy*, 24(6), 828-842. <https://doi.org/10.1080/14693062.2024.2303337>
- Allan, B., Lewis, J. I., & Oatley, T. (2021). Green industrial policy and the global transformation of climate politics. *Global Environmental Politics*, 21(4), 1-19.
- Amor, M. B., Pineau, P.-O., Gaudreault, C., & Samson, R. (2011). Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006–2008). *Energy Policy*, 39(3), 1711-1721. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.001>
- Amsden, A. H. (1989). *Asia's next giant: South Korea and late industrialization*. Oxford University Press.
- AQPER. (2026). *Feuille de route 2035* Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER).
- Bahn, O., Haurie, A., & Zachar, D. S. (2009). Mathematical Modeling and Simulation Methods in Energy Systems. In J. A. Filar & J. B. Krawczyk (Eds.), *Mathematical Models, Vol. II* (pp. 241-257). EOLSS/UNESCO.
- Bahn, O., & Vaillancourt, K. (2020). Implications of EMF 34 scenarios on renewable deployment and carbon abatement in Canada: Insights from a regionalized energy model. *Energy Policy*, 142, 111518. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111518>
- Bergeron, P. (2026). *Quebec energy minister says Churchill Falls agreement should not be allowed to fail*. Canadian Broadcasting Centre, 29 January 2026. Website (accessed 1 February 2026): <https://www.cbc.ca/news/canada/newfoundland-labrador/churchill-falls-quebec-9.7066410>.
- Bistline, J. E. T., Brown, M., Siddiqui, S. A., & Vaillancourt, K. (2020). Electric sector impacts of renewable policy coordination: A multi-model study of the North American energy system. *Energy Policy*, 145, 111707. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111707>
- BloombergNEF. (2023). *Hydro-Québec's \$6 Billion New York Line on Track for 2026 Start*. Bloomberg New Energy Finance.
- Bretz, H., Mildenerger, M., & Stokes, L. (2018). The political logics of clean energy transitions. *Business and Politics*, 20(4), 492-522. <https://doi.org/10.1017/bap.2018.14>
- Caggiano, H., Constantino, S. M., Greig, C., & Weber, E. U. (2024). Public and local policymaker preferences for large-scale energy project characteristics. *Nature Energy*, 9(10), 1230-1240.
- Canuel, C.-M., Thiffault, E., Labelle, E. R., & Thiffault, N. (2025). Forest biomass for bioenergy as a tool to mitigate climate change: Implications for sustainable forest management in eastern Canada. *The Forestry Chronicle*, 101(1), 42-55.
- CEDROM-SNI. (2010). *Côte-Nord: un BAPE encore et toujours plus miné par le gouvernement Charest*. Le Soleil, 3 November 2010. Website (accessed 1 February 2026): <https://www.lesoleil.com/2010/11/03/cote-nord-un-bape-encore-et-toujours-plus-mine-par-le-gouvernement-charest-3f8eb487b4ef490fd0334207bf503b4c/>.
- Christensen, E. L., & Detterman, B. J. (2020). Federal Court Dismisses Federal Challenge to California's Cap-and-Trade Linkage to Quebec Program. *The National Law Review*, XV(282), <https://natlawreview.com/article/federal-court-dismisses-federal-challenge-to-california-s-cap-and-trade-linkage-to>.

- ClearBlue Markets. (2025). *Executive orders take aim at U.S. state climate programs*. ClearBlue Markets.
- Cucchi, M. (2022). *La vision énergétique de Pierre Fitzgibbon, entre croissance et sobriété*. La Presse.
- Dimanchev, E. G., Hodge, J. L., & Parsons, J. E. (2021). The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy. *Energy Policy*, 155, 1. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112369>
- Edenhofer, O., Franks, M., Gruner, F., Kalkuhl, M., & Lessmann, K. (2025). The economics of carbon dioxide removal. *Annual Review of Resource Economics*, 17.
- Evans, P. (1995). *Embedded Autonomy: states and industrial transformation*. Princeton University Press.
- Fiander, J., Walker, C., Rowlands, I. H., Devine-Wright, P., Wilson, C., Soutar, I., & Gupta, R. (2024). Energy democracy, public participation, and support for local energy system change in Canada. *Energy Research & Social Science*, 113, 103526. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103526>
- Fishkin, J. S. (2018). *Democracy when the people are thinking: Revitalizing our politics through public deliberation*. Oxford University Press.
- Flyvbjerg, B. (2014). What you should know about megaprojects and why: An overview. *Project management journal*, 45(2), 6-19.
- Foundation Rivières. (2026). *25 grandes rivières sauvages menacées*. Foundation Rivières. Website (accessed 10 January 2026): <https://fondationrivieres.org/nos-actions/energie-barrages-hydroelectriques/25-rivieres-sauvages/>.
- Fournis, Y., & Fortin, M.-J. (2016). Les chemins de la transition: l'éolien entre continuité et rupture avec le régime québécois de l'hydroélectricité. In F. L'Italien, Y. Fournis, & M.-J. Fortin (Eds.), *La transition énergétique en chantier: les configurations institutionnelles et territoriales de l'énergie* (pp. 105-122). Presses de l'Université Laval.
- Fung, A., & Wright, E. O. (2003). Countervailing power in empowered participatory. *Deepening democracy: Institutional innovations in empowered participatory governance*, 4, 259.
- GCPP. (2025). *Building a Climate Coalition: Aligning Carbon Pricing, Trade, and Development - Flagship Report*. Global Climate Policy Project, Harvard & MIT.
- Government of Canada. (2026). *Canada's Defence Industrial Strategy: Security, sovereignty, prosperity*. Department of National Defence.
- Grant, T. (2025). *N.S. government provides details about \$60B 'Wind West' as feds give nod*. Canadian Broadcasting Corporation (CBC). Website (accessed 19 February 2026): <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/wind-west-offshore-nova-scotia-project-of-national-interest-1.7632240>.
- Gril, E. (2019). Transition énergétique Québec: une mission de taille. *Gestion*, 44(1), 80. <https://doi.org/10.3917/riges.441.0080>
- Hainmueller, J., Hopkins, D. J., & Yamamoto, T. (2014). Causal inference in conjoint analysis: Understanding multidimensional choices via stated preference experiments. *Political analysis*, 22(1), 1-30.
- Haley, B. (2014). Promoting low-carbon transitions from a two-world regime: Hydro and wind in Québec, Canada. *Energy Policy*, 73, 777-788.
- Hoicka, C. E., Savic, K., & Campney, A. (2021). Reconciliation through renewable energy? A survey of Indigenous communities, involvement, and peoples in Canada. *Energy Research & Social Science*, 74, 101897.
- Hopewell, K. (2024). The (surprise) return of development policy space in the multilateral trading system: what the WTO Appellate Body blockage means for the developmental state. *Review*

- of *International Political Economy*, 31(4), 1245-1270.
<https://doi.org/10.1080/09692290.2024.2303681>
- Hourcade, J.-C., Jaccard, M., Bataille, C., & Gherzi, F. (2006). Hybrid Modeling: New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of "The Energy Journal". *The Energy Journal*, 1-11.
- Hydro-Québec. (2016). *Plan d'approvisionnement 2017-2026*. Hydro-Québec.
- Hydro-Québec. (2019). *Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Hydro-Québec.
- Hydro-Québec. (2023). *Vers un Québec décarboné et prospère: Plan d'action 2035*. Hydro-Québec.
- Hydro-Québec. (2024). *Charting the Course toward Collective Success: Wind Power Development Strategy*. Hydro-Québec.
- ICAP. (2025). *Emissions Trading Worldwide: International Carbon Action Partnership (ICAP) Status Report 2025*. International Carbon Action Partnership.
- IEA. (2021). *Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*. . International Energy Agency (IEA).
- IRPP. (2025). *Building for the Future: How Industrial Policy Can Strengthen Canada's Economy and Sovereignty*. Institute for Research on Public Policy (IRPP).
- Jagers, S. C., Lachapelle, E., Martinsson, J., & Matti, S. (2021). Bridging the ideological gap? How fairness perceptions mediate the effect of revenue recycling on public support for carbon taxes in the United States, Canada and Germany. *Review of Policy Research*, 38, 529-554.
- Jegen, M., & Audet, G. (2011). Advocacy coalitions and wind power development: Insights from Quebec. *Energy Policy*, 39(11), 7439-7447.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.012>
- Johnson, S. D., Mullooly, T. M., & Petukhova, O. (2025). *DOE set to eliminate presidential permit requirement for cross-border transmission facilities and streamline electricity export authorizations*. . Foley & Lardner LLP.
- Laganière, J., Paré, D., Thiffault, E., & Bernier, P. Y. (2017). Range and uncertainties in estimating delays in greenhouse gas mitigation potential of forest bioenergy sourced from Canadian forests. *Gcb Bioenergy*, 9(2), 358-369.
- Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L., Bahn, O., & Vaillancourt, K. (2018). *Canadian Energy Outlook 2018 — Horizon 2050*. Institut de l'énergie Trottier and e3c Hub.
- Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Beaumier, L., Pied, M., Bahn, O., & Mousseau, N. (2021). *Canadian Energy Outlook 2021— Horizon 2060*. Institut de l'énergie Trottier and e3c Hub.
- Lewis, J. I., & Wiser, R. H. (2006). *Supporting Localization of Wind Technology Manufacturing through Large Utility Tenders in Québec, Canada*. Energy Foundation's China Sustainable Energy Program.
- Luo, H., Peng, W., Fawcett, A., Green, J. F., Iyer, G., Meckling, J., Nahm, J., & Victor, D. G. (2026). Modelling the impacts of policy sequencing on energy decarbonization. *Nature climate change*, 16(1), 43-51. <https://doi.org/10.1038/s41558-025-02497-6>
- MEIE. (2025). *Vision Énergie: Rapport des ateliers de la tournée Vision énergie*. Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE).
- MEIE. (2026). *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)*. Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE).
- MELCCFP. (2022). *Rapport sur l'atteinte de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Québec pour l'année 2020*. Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP).

- MELCCFP. (2025). *Plan pour une économie verte 2030: Plan de Mise en Œuvre 2025-2030*. Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP).
- Mercure, P. (2023). *Objectif 100 TWh*. La Presse.
- Neutel, J., Berson, A., Saltzer, S., Brandt, A., Weyant, J., Orr, F. M., & Benson, S. M. (2026). What will it take to get to net-zero emissions in California? *Energy Policy*, 208, 114848. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114848>
- NGFS. (2021). *NGFS climate scenarios for central banks and supervisors (Phase II)*. Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System (NGFS).
- Norris, P., & Inglehart, R. (2019). *Cultural Backlash: Trump, Brexit, and Authoritarian Populism*. Cambridge University Press. <https://doi.org/DOI:10.1017/9781108595841>
- Paré, D., Bernier, P., Thiffault, E., & Titus, B. D. (2011). The potential of forest biomass as an energy supply for Canada. *The Forestry Chronicle*, 87(1), 71-76.
- Pineau, P.-O. (2025). *La tarification de l'électricité au Québec : Enjeux, préoccupations & options*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.
- Pineau, P.-O., & Whitmore, J. (2023). The Quebec Energy System: how to optimize its low-carbon advantage? In J. Gaede, S. Hill, & M. Winfield (Eds.), *Sustainable Energy Transitions in Canada: Opportunities and Challenges* (pp. 217-235). University of British Columbia Press.
- Pineau, P.-O., Whitmore, J., & Audette, S. (2024). *Projet de loi n° 69 : plus de cohérence en consommation, tarification et gouvernance pour soutenir la transition énergétique*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.
- Purdon, M. (2024a). *COP29: Canada needs to start a real conversation about international carbon markets*. The Conversation Canada.
- Purdon, M. (2024b). Explorer l'action climatique unilatérale : Le soutien du public au marché du carbone du Québec. *Bulletin Œconomia Humana*, 1, 67-88.
- Purdon, M. (2024c). Le marché du carbone du Québec pourrait être un modèle pour le Canada. *La Presse*, : <https://www.lapresse.ca/dialogue/opinions/2024-2004-2019/replique/le-marche-du-carbone-du-quebec-pourrait-etre-un-modele-pour-le-canada.php>.
- Purdon, M. (2026). Green industrial policy is not enough for net-zero decarbonization. *Nature climate change*, 16(1), 15-16. <https://doi.org/10.1038/s41558-025-02514-8>
- Reiter, H. L. (2014). When Is Renewable Not Renewable? The Constitutionality of State Laws Denying New Large Canadian Hydroelectric Projects Treatment as Renewable Resources. *Harvard Business Law Review*, 5, 76.
- Rhodes, E., Craig, K., Hoyle, A., & McPherson, M. (2021). How Do Energy-Economy Models Compare? A Survey of Model Developers and Users in Canada. *Sustainability*, 13(11), 5789.
- Rivers, N., & Jaccard, M. (2005). Combining top-down and bottom-up approaches to energy-economy modeling using discrete choice methods. *The Energy Journal*, 83-106.
- Robert Clark, C., & Leach, A. (2007). The potential for electricity market restructuring in Quebec. *Canadian Public Policy*, 33(1), 1-19.
- Rodríguez-Sarasty, J. A., Debia, S., & Pineau, P.-O. (2021). Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower. *Energy Policy*, 152, 112210.
- Savin, I., Creutzig, F., Filatova, T., Foramitti, J., Konc, T., Niamir, L., Safarzynska, K., & van den Bergh, J. (2023). Agent-based modeling to integrate elements from different disciplines for ambitious climate policy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 14(2), e811.

- Savvidis, G., Siala, K., Weissbart, C., Schmidt, L., Borggreffe, F., Kumar, S., Pittel, K., Madlener, R., & Hufendiek, K. (2019). The gap between energy policy challenges and model capabilities. *Energy Policy*, 125, 503-520.
- Sawyer, D. (2025). *Trading on strength: Canada's clean tech in global carbon markets*. Canadian Climate Institute (CCI).
- Siddiqui, S., Vaillancourt, K., Bahn, O., Victor, N., Nichols, C., Avraam, C., & Brown, M. (2020). Integrated North American energy markets under different futures of cross-border energy infrastructure. *Energy Policy*, 144, 111658. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111658>
- Sierra Club. (2024). *Vermont Senate Passes Modernized Renewable Energy Standard*. Sierra Club - Vermont Chapter, 7 May 2024. Website (accessed 1 February 2026): <https://www.sierraclub.org/vermont/blog/2024/05/vermont-senate-passes-modernized-renewable-energy-standard>.
- Stevens, D. (2026). *Atlantic Canada's offshore wind potential is massive, but less than projected: report*. Canadian Broadcasting Corporation (CBC). Website (accessed 19 February 2026): <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/atlantic-canada-s-offshore-wind-potential-is-massive-but-less-than-projected-report-9.7093313>.
- TÉQ. (2018). *Conjuguer nos forces pour un avenir énergétique durable - Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023*. Transition énergétique Québec (TÉQ).
- Trutnevyte, E. (2016). Does cost optimization approximate the real-world energy transition? *Energy*, 106, 182-193.
- Vaillancourt, K., Bahn, O., Frenette, E., & Sigvaldason, O. (2017). Exploring deep decarbonization pathways to 2050 for Canada using an optimization energy model framework. *Applied Energy*, 195, 774-785. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.104>
- Vaillancourt, K., Bahn, O., & Levasseur, A. (2019). The role of bioenergy in low-carbon energy transition scenarios: A case study for Quebec (Canada). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 24-34. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.025>
- Vaillancourt, K., Bahn, O., Roy, P.-O., & Patreau, V. (2018). Is there a future for new hydrocarbon projects in a decarbonizing energy system? A case study for Quebec (Canada). *Applied Energy*, 218, 114-130. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.171>
- Vincent, S. (2008). Le projet de la rivière Romaine vu et rapporté par la presse écrite. *Recherches amérindiennes au Québec*, 38(2-3), 148-152. <https://doi.org/https://doi.org/10.7202/039803ar>
- Warrier, V., Morrison, L., White, A., & Buffalo, S. (2021). Indigenous ownership of natural resource projects: A framework for partnership and economic development. *Alta. L. Rev.*, 59, 393.
- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2026). *État de l'énergie au Québec 2026*. Chaire de gestion, du secteur de l'énergie, HEC Montréal.
- Yang, C., Yeh, S., Zakerinia, S., Ramea, K., & McCollum, D. (2015). Achieving California's 80% greenhouse gas reduction target in 2050: Technology, policy and scenario analysis using CA-TIMES energy economic systems model. *Energy Policy*, 77, 118-130. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.12.006>
- Yang, Y., Hagerty, M., Palmarozzo, A., Celebi, M., Chupka, M., & Sheffield, H. (2017). *The Future of Cap-and-Trade Program in California: Will Low GHG Prices Last Forever?* The Brattle Group.
- Zullo, R. (2025). *Could Trump tariffs apply to electricity? Confusion reigns*. New Jersey Monitor.