



MÉMOIRE D'HYDROGÈNE QUÉBEC

**PLAN DE GESTION INTEGRÉ DES
RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES
(PGIRE)**

Présenté à la

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

FÉVRIER 2026

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	2
1. COMMENTAIRES GÉNÉRAUX.....	2
2. COMMENTAIRES TECHNIQUES	7
3. RECOMMANDATIONS D’HYDROGÈNE QUÉBEC	8
CONCLUSION.....	11
À PROPOS D’HYDROGÈNE QUÉBEC	13
CONSEIL D’ADMINISTRATION ET PERMANENCE	13
ANNEXE 1 — MEMBRES.....	14
ANNEXE 2 — RÉFÉRENCES	15

INTRODUCTION

Hydrogène Québec remercie la Régie de l'Énergie de l'occasion qui lui est offerte de commenter le rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE).

En tant qu'association représentant l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène et ses dérivés au Québec, Hydrogène Québec souhaite contribuer à une planification énergétique cohérente, ambitieuse et réaliste, capable de soutenir la décarbonation, la compétitivité industrielle et la souveraineté énergétique du Québec.

Le rapport préliminaire constitue une base solide, toutefois plusieurs éléments liés à l'hydrogène méritent d'être approfondis, ajustés ou clarifiés afin que le PGIRE reflète pleinement le potentiel stratégique de cette filière.

1. COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

1.1. RECONNAISSANCE DU RÔLE STRATÉGIQUE DE L'HYDROGÈNE

Hydrogène Québec accueille favorablement la conclusion selon laquelle l'hydrogène bas carbone est un vecteur clé de la décarbonation des secteurs industriels et du transport lourd. Par ailleurs, dans une analyse publiée en amont de son *Global Hydrogen Review 2025*, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que le secteur de l'hydrogène bas carbone continue de progresser. Malgré les retards et les annulations de projets, la dynamique reste réelle.

Le Québec a le potentiel de bâtir une filière complète (électrolyseurs, matériaux, infrastructures), développer des corridors industriels, structurer des hubs portuaires et créer des partenariats autochtones. Toutefois la modélisation présentée dans le rapport sous-estime le rôle systémique de l'hydrogène dans le bouquet énergétique du Québec et ne tient pas compte des projets déjà en développement. Il ne modélise aucune retombée économique, ne tient pas compte des chaînes de valeur et ne s'aligne pas sur la *Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030*. L'hydrogène y est traité comme un intrant énergétique et non comme un levier économique structurant.

En somme, le rapport adopte une vision conservatrice de l'hydrogène, négligeant son potentiel d'exportation, sa compétitivité croissante, son rôle dans la flexibilité du réseau et son pouvoir de transformation économique pour le Québec.

Hydrogène Québec considère également que la mise à jour du PGIRE aux 6 ans, selon la loi en vigueur, constitue un délai trop long compte tenu de l'évolution constante de la filière énergétique. Nous croyons fermement que l'état de l'avancement prévu aux trois ans devrait être revu à deux ans, et être faite en collaboration avec un comité consultatif sur l'hydrogène, coordonné par Hydrogène Québec, réunissant des experts industriels, scientifiques et institutionnels. Ce comité aurait pour mandat d'informer la Régie de l'Énergie et le gouvernement du Québec sur l'évolution de la filière, les besoins émergents, les enjeux réglementaires et les meilleures pratiques internationales. Cette

structure consultative constituerait un levier essentiel pour assurer une veille stratégique continue et soutenir la prise de décision publique par des analyses rigoureuses et neutres. Le PGIRE gagnerait à s'appuyer sur cette expertise structurée afin d'assurer une planification cohérente et alignée sur les réalités industrielles.

1.2. SURÉVALUATION DE LA PLACE DE L'HYDROGÈNE BLEU DANS LE BOUQUET ÉNERGÉTIQUE

Hydrogène Québec estime que le PGIRE accorde une importance trop importante à l'hydrogène bleu dans le bouquet énergétique québécois. Cette orientation contraste avec La Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030, qui vise explicitement à « accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert » et à positionner le Québec comme « un chef de file mondial dans ces domaines ». La stratégie gouvernementale ne reconnaît pas l'hydrogène bleu comme un pilier de développement prioritaire, ce qui crée un décalage entre les deux cadres.

Par ailleurs, même si le Québec a récemment ajusté sa cible de réduction des émissions de GES à 37,5 % d'ici 2035 (plutôt que 2030), il maintient son engagement envers la carboneutralité en 2050 et son objectif de réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2030, par rapport à 2013. Dans ce contexte, il est important de rappeler que l'hydrogène bleu repose sur le captage et le stockage du carbone (CSC), une technologie encore associée à des incertitudes, notamment en matière de coûts et de performance du captage. Ces limites font en sorte que l'hydrogène bleu n'offre pas, à ce stade, le même niveau de certitude quant aux réductions d'émissions que l'hydrogène vert, ce qui le rend moins cohérent avec les objectifs climatiques du Québec.

Enfin, la production d'hydrogène bleu, pour l'instant, demeure marginale au Canada. Selon un rapport de la Régie de l'énergie du Canada (2025), sur les 4 millions de tonnes d'hydrogène produites au pays en 2024, seulement 0,5 million de tonnes provenaient de procédés avec captage et stockage du carbone, et cette production était entièrement située en Alberta. Même dans les régions productrices de gaz naturel, la filière reste donc limitée. Dans un contexte où le Québec ne dispose pas de ressources gazières, il apparaît peu réaliste d'envisager que l'hydrogène bleu puisse jouer un rôle si significatif dans son bouquet énergétique.

1.3. SOUS-ESTIMATION DU POTENTIEL DE L'HYDROGÈNE VERT

Le rapport reconnaît l'hydrogène comme un vecteur énergétique dans un rôle ciblé et complémentaire pour les usages difficiles à électrifier. Il identifie l'hydrogène comme essentiel pour certains procédés industriels (réduction du minerai de fer, raffinage, chimie); le transport lourd routier; le ferroviaire; et certains segments hors route. L'hydrogène n'est pas présenté comme un vecteur transversal, mais comme une solution de niche pour les secteurs où l'électrification directe est limitée. Le rapport privilégie massivement l'hydrogène bleu et dit qu'en 2050, 54 % à 69 % de l'hydrogène proviendra du vaporeformage du méthane avec CUSC et que l'électrolyse ne représentera que 1,7 à 5,6 TWh. Le potentiel d'hydrogène vert est par ailleurs sous-estimé par une contrainte du modèle qui impose une limite de puissance électrique pour l'électrolyse et une préférence structurelle pour l'hydrogène bleu.

De plus, les scénarios ne reflètent pas les trajectoires observées mondialement (UE, États-Unis, Japon). Le rapport ignore le rôle de l'hydrogène dans la gestion des surplus électriques et le fait que l'hydrogène vert peut absorber les surplus saisonniers, réduire les besoins de stockage, stabiliser le réseau et contribuer à la gestion des pointes. Le rapport ne l'intègre pas dans la flexibilité du réseau et ne considère pas le Power-to-X comme outil de gestion énergétique, un angle stratégique manquant pour un Québec confronté à une variabilité croissante.

Le rapport sous-estime également la baisse constante des coûts de l'électrolyse alors que les tendances mondiales prévoient une baisse du coût des électrolyseurs d'ici 2030, lorsque soutenue par des politiques massives (UE, Japon, Chine). Il retient des hypothèses très conservatrices et ne modélise aucun scénario où l'hydrogène vert devient compétitif ou moins cher que l'hydrogène bleu, minimisant fortement le potentiel économique et industriel du Québec.

Alors que le Québec dispose d'atouts uniques dont l'électricité propre et compétitive, la proximité des marchés américains et européens, et la capacité à produire de l'hydrogène ou de l'ammoniac vert, le rapport ne modélise aucun scénario d'exportation. Il réduit l'hydrogène à un simple intrant domestique et néglige les chaînes de valeur émergentes (ammoniac, e-fuels, acier vert, etc.). Hydrogène Québec considère que la production d'hydrogène vert basé sur le recours à l'hydroélectricité correspond davantage aux intérêts économiques, environnementaux et stratégiques du Québec.

1.4. ABSENCE DE PLANIFICATION DES INFRASTRUCTURES HYDROGÈNE

Le rapport reconnaît la nécessité de réseaux spécialisés, mais n'aborde pas les éléments clés suivants :

- trajectoire d'infrastructures
- vision des hubs régionaux
- stratégie de stockage
- intégration avec les réseaux gaziers existants
- gouvernance, certification et tarification

Sans infrastructures, les projets demeurent isolés, coûteux et difficiles à rentabiliser. Un réseau minimal d'infrastructures partagées (hubs de production, réseaux de distribution, stations de ravitaillement, capacités portuaires) permettrait de mutualiser les coûts ; sécuriser l'approvisionnement pour les utilisateurs ; et réduire le risque pour les investisseurs. Le développement des infrastructures d'hydrogène doit également être cohérent avec le Plan pour une économie verte 2030 ; la Stratégie sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030 du Québec ; et le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec.

Le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec prévoit une hausse massive de la demande d'électricité (150–200 TWh additionnels d'ici 2050) liée notamment aux nouveaux secteurs de l'économie verte, dont les carburants renouvelables et l'hydrogène. Positionner dès maintenant des infrastructures d'hydrogène permettrait de capter une partie de cette croissance et d'orienter les investissements vers des chaînes de valeurs locales. Des infrastructures d'hydrogène crédibles et planifiées enverraient

un signal fort aux investisseurs : le Québec est un territoire prêt à accueillir des projets de production, de transformation et d'exportation de molécules vertes. Cela favoriserait l'implantation d'industries à forte valeur ajoutée (chimie verte, matériaux, carburants durables) et consoliderait le positionnement du Québec comme hub nord-américain de l'hydrogène.

Le déploiement d'infrastructures pourrait être positionné autour de pôles régionaux (zones industrielles, corridors de transport, ports) permettant de diversifier les économies régionales ; créer des emplois qualifiés ; et optimiser l'utilisation des ressources locales (sites industriels existants, infrastructures portuaires, réseaux de transport).

Dans cette optique, Hydrogène Québec propose l'élaboration d'une cartographie préliminaire de hubs hydrogène (portuaires, industriels, corridors routiers, etc.) alignée avec les cartes de réseaux du PGIRE, afin de démontrer le potentiel de co-utilisation d'actifs existants (emprises, postes, servitudes) et maximiser les investissements.

1.5. INTÉGRATION PROGRESSIVE DE L'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU GAZIER (BLENDING)

Hydrogène Québec souligne que le rapport préliminaire ne traite pas du potentiel de l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel (blending), une pratique déjà en déploiement dans plusieurs juridictions internationales. Cette omission prive le PGIRE d'un levier de transition important permettant :

- de réduire progressivement l'intensité carbone du gaz distribué ;
- de soutenir la montée en puissance de la production d'hydrogène vert ;
- d'accélérer l'apprentissage industriel, réglementaire et opérationnel ;
- de préparer la conversion future vers un réseau hydrogène dédié ;
- de créer un débouché immédiat pour les producteurs québécois d'hydrogène.

Exemples internationaux structurants

Plusieurs projets démontrent la faisabilité technique, économique et sécuritaire du blending :

- HyDeploy (Royaume Uni) : injection de 20 % d'hydrogène dans un réseau résidentiel sans modification des appareils, démontrant la compatibilité avec les infrastructures existantes.
- GRHYD (France) : intégration de l'hydrogène dans un réseau urbain, combinant production locale, injection et mobilité hydrogène.
- H2M (Pays Bas) : conversion progressive d'un quartier vers un mélange hydrogène gaz naturel, avec une feuille de route vers 100 % hydrogène.
- Projet Jupiter (Allemagne) : démonstrateur industriel pionnier qui transforme l'électricité renouvelable en hydrogène, puis en e-méthane, pour injecter ces gaz décarbonés dans le réseau, permettant leur utilisation dans les procédés

thermiques industriels et le stockage.

- États-Unis (Californie, Colorado) : projets pilotes visant l'injection de 5 à 15 % d'hydrogène dans les réseaux de distribution.

Ces initiatives démontrent que le blending constitue un outil pragmatique pour amorcer la transition tout en préparant les infrastructures, les normes et les acteurs à une économie hydrogène plus mature.

1.6. CARBURANTS DÉRIVÉS DE L'HYDROGÈNE

Les carburants synthétiques complémentaires de l'hydrogène, comme le méthanol, l'éthanol synthétique, le gaz naturel renouvelable de 3e génération (GNR 3G synthétique), l'ammoniac et les e-fuels, contribuent à la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier, tels que le transport maritime, l'aviation, la pétrochimie et certains procédés thermiques industriels.

Le PGIRE devrait reconnaître ces vecteurs énergétiques comme composantes complémentaires de la filière hydrogène et leviers d'innovation industrielle.

Ces carburants présentent plusieurs avantages stratégiques :

- densité énergétique élevée, facilitant le transport sur de longues distances ;
- compatibilité avec les infrastructures existantes, réduisant les coûts de transition ;
- stockage facilité, notamment pour l'ammoniac et le méthanol ;
- potentiel d'exportation, particulièrement vers l'Europe et l'Asie ;
- création de chaînes de valeur industrielles locales (ingénierie, catalyse, matériaux, logistique).

Exemples internationaux :

- Danemark (Maersk) : déploiement de navires fonctionnant au méthanol vert.
- Union européenne : mandats d'incorporation d'e-kérosène dans l'aviation
- Corée du Sud et Japon : stratégies nationales basées sur l'ammoniac comme carburant maritime et industriel.
- Pour le Québec, ces carburants représentent :
 - un débouché industriel majeur pour l'hydrogène vert ;
 - une opportunité d'exportation stratégique ;
 - un levier de décarbonation pour les secteurs minier, forestier et maritime ;
 - une possibilité de valoriser l'oxygène et la chaleur issus de l'électrolyse.

1.7. POTENTIEL ÉMERGENT DE L'HYDROGÈNE NATUREL

L'hydrogène naturel, encore absent du rapport préliminaire du PGIRE, représente une filière émergente à fort potentiel pour le Québec. Une étude exhaustive publiée en 2023 par l'INRS, composée de cinq volets (géologie, géophysique, géochimie, inventaires des roches sources et méthodes d'exploration), démontre que la province pourrait

receler des quantités commercialement exploitables d'hydrogène géologique, grâce à la diversité de ses environnements géologiques, à la présence de roches mères favorables et à des conditions propices tant au sud qu'au nord du territoire. Les applications régionales identifiées incluent l'alimentation de sites industriels isolés, la réduction du diesel dans les secteurs minier et forestier, ainsi que l'approvisionnement d'équipements lourds hors réseau.

Le Québec pourrait ainsi devenir un laboratoire de décarbonation locale. Certaines analyses exploratoires avancent que l'hydrogène naturel pourrait, dans des conditions géologiques favorables, présenter des coûts de production potentiellement inférieurs à ceux de l'hydrogène vert. Ces estimations demeurent toutefois préliminaires et devront être validées par des projets pilotes et des campagnes d'exploration approfondies.

Pour le Québec, cette ressource représente :

- une source locale d'hydrogène zéro carbone ;
- un levier de souveraineté énergétique ;
- une opportunité économique et scientifique pour les régions ;
- un complément stratégique à l'hydrogène vert.

Le projet de loi n°17, qui introduit un cadre légal pour la recherche et l'exploitation de réservoirs souterrains incluant l'hydrogène naturel, constitue une avancée majeure répondant aux recommandations de l'INRS. Le PGIRE gagnerait à s'arrimer à cette modernisation législative en intégrant formellement l'hydrogène naturel comme filière émergente.

2. COMMENTAIRES TECHNIQUES

2.1. HYPOTHÈSES DE MODÉLISATION À REVOIR

Hydrogène Québec recommande de réviser les hypothèses suivantes :

- Coûts de l'électrolyse : les données utilisées semblent antérieures à 2024.
- Rôle des carburants dérivés de l'hydrogène.
- Rôle de l'hydrogène dans la flexibilité : absent de la modélisation.

2.2. RÔLE DE L'HYDROGÈNE DANS LA FLEXIBILITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'hydrogène peut :

- absorber les surplus renouvelables.
- fournir de la puissance de pointe.
- réduire les besoins en nouvelles lignes électriques.
- soutenir les réseaux autonomes nordiques.
- contribuer à la résilience du système énergétique.

Ce rôle n'est pas intégré dans les scénarios.

De plus, des électrolyseurs bien localisés peuvent :

- consommer lorsque la capacité de transport est disponible ;
- améliorer le facteur d'utilisation des lignes existantes ;
- lisser la demande dans le temps et dans l'espace ;
- contribuer à réduire ou à mieux cibler certains investissements en transport et distribution.

Au-delà de son rôle dans la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier, la production d'hydrogène par électrolyse peut également contribuer à une utilisation plus efficiente des infrastructures électriques existantes. En tant que charge modulable, elle peut être opérée de manière flexible en fonction des conditions d'exploitation du réseau, notamment dans les périodes ou les zones où la capacité de transport et de distribution est disponible. Cette caractéristique permet d'améliorer le facteur d'utilisation des actifs, de mieux répartir la demande dans le temps et dans l'espace, et de soutenir la gestion des contraintes locales sans nécessairement recourir à des investissements structurants additionnels.

Dans un système fortement hydroélectrique comme celui du Québec, où l'enjeu porte davantage sur l'optimisation du réseau que sur le stockage saisonnier de l'énergie, cette fonction mérite d'être reconnue explicitement dans la planification énergétique. Dans cette perspective, le rôle potentiel de l'hydrogène produit par électrolyse apparaît plus structurant que ce qui est actuellement reflété dans le PGIRE, et ne pas en tenir pleinement compte dans l'analyse pourrait conduire à sous-estimer un levier important d'optimisation du système électrique québécois.

3. RECOMMANDATIONS D'HYDROGÈNE QUÉBEC

3.1. RECOMMANDATIONS POUR LA MODÉLISATION

- Ajouter un scénario hydrogène vert ambitieux, aligné sur la Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030 ;
- Mettre à jour les hypothèses de coûts pour l'électrolyse, le stockage et les renouvelables ;
- Modéliser explicitement les infrastructures hydrogène (pipelines, hubs, stockage) ;
- Reconnaître l'hydrogène comme un vecteur énergétique stratégique, au même titre que l'hydroélectricité est considérée comme une ressources énergétique stratégique pour le Québec ;
- Intégrer le rôle de l'hydrogène dans la flexibilité énergétique ;
- Intégrer une analyse régionale des besoins industriels et des potentiels de production ;
- Inclure une évaluation structurée du potentiel de l'hydrogène naturel (géologique) au Québec.

3.2. RECOMMANDATIONS POUR LA GOUVERNANCE

- Créer un cadre réglementaire complet pour l'hydrogène (certification, sécurité, tarification);
- Reconnaître l'hydrogène comme infrastructure stratégique, comme l'électricité;
- Établir une planification provinciale des infrastructures hydrogène ;
- Assurer une coordination entre Hydro-Québec, Énergir et les producteurs d'hydrogène ;
- Collaborer avec le comité consultatif sur l'hydrogène, piloté par Hydrogène Québec, réunissant des experts industriels, scientifiques et institutionnels ayant pour mandat d'informer la Régie de l'énergie et le gouvernement du Québec sur l'évolution de la filière, les besoins émergents, les enjeux réglementaires et les meilleures pratiques internationales.

3.3. RECOMMANDATIONS POUR LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE

- Réduire la dépendance au gaz naturel importé en favorisant la production d'hydrogène vert et, à long terme, l'hydrogène naturel si son potentiel est confirmé ;
- Accélérer le déploiement des renouvelables pour alimenter l'électrolyse ;
- Développer des hubs régionaux pour sécuriser l'approvisionnement industriel ;
- Intégrer l'hydrogène dans les réseaux autonomes nordiques.

3.4. RECOMMANDATIONS POUR L'INDUSTRIE ET L'INNOVATION

- Soutenir la R&D et la démonstration (électrolyse haute température, pyrolyse, stockage solide, hydrogène naturel);
- Favoriser les chaînes de valeur québécoises (électrolyseurs, matériaux critiques, ingénierie) ;
- Encourager les projets intégrés (production + utilisation + valorisation de l'oxygène + chaleur) ;
- Créer un mécanisme d'appel à projets hydrogène aligné sur les besoins industriels;
- Inclure les carburants dérivés de l'hydrogène, notamment le méthanol, l'éthanol synthétique, l'ammoniac, le gaz naturel renouvelable synthétique et les e-fuels, dans les priorités de R&D et de démonstration.

3.5. RECOMMANDATIONS CONCERNANT LE BLENDING HYDROGÈNE GAZ NATUREL

- Mettre en place des projets pilotes régionaux en collaboration avec Énergir, les producteurs d'hydrogène et les utilisateurs industriels ;
- Développer un cadre de certification pour les mélanges hydrogène gaz naturel.
- Évaluer les impacts économiques et les bénéfices en matière de réduction des émissions ;
- Intégrer le blending comme mesure transitoire dans la planification énergétique.

3.6. RECOMMANDATIONS CONCERNANT LES CARBURANTS DÉRIVÉS DE L'HYDROGÈNE

- Intégrer les carburants dérivés de l'hydrogène dans la planification énergétique provinciale, en les considérant comme des vecteurs essentiels pour le transport maritime, l'aviation, la pétrochimie et les procédés thermiques industriels ;
- Modéliser la demande potentielle en carburants synthétiques, tant pour les besoins domestiques que pour les marchés d'exportation (Europe, Asie, Amérique du Nord);
- Évaluer les synergies industrielles entre production d'hydrogène vert, synthèse de carburants, valorisation de l'oxygène, récupération de chaleur et intégration dans les parcs industriels ;
- Soutenir la R&D, les projets pilotes et les démonstrations industrielles, notamment en catalyse, électrolyse haute température, synthèse du méthanol et de l'ammoniac, gaz naturel renouvelable de 3e génération et production d'e-kérosène ;
- Analyser les opportunités économiques pour les régions, particulièrement dans les zones industrielles, minières et portuaires où la production et l'utilisation de ces carburants pourraient être intégrées ;
- Mettre en place un cadre réglementaire et de certification permettant de garantir la traçabilité, l'intensité carbone et la conformité internationale des carburants produits au Québec.

3.7 RECOMMANDATIONS CONCERNANT L'HYDROGÈNE NATUREL (GÉOLOGIQUE)

Hydrogène Québec accueille favorablement le dépôt du projet de loi n°17, qui propose un cadre légal moderne pour encadrer la recherche et l'exploitation de réservoirs souterrains et de fluides tels que l'hydrogène naturel. Cette initiative gouvernementale constitue un jalon essentiel pour permettre le développement responsable, sécuritaire et scientifiquement rigoureux de cette filière émergente.

Le PGIRE devrait reconnaître cette avancée législative et prévoir une articulation claire entre la planification énergétique et les mécanismes réglementaires introduits par le projet de loi n°17, notamment en matière de licences, de surveillance, de travaux autorisés et de projets pilotes.

Hydrogène Québec recommande que le PGIRE :

- intègre formellement l'hydrogène naturel comme filière émergente à évaluer dans la planification énergétique du Québec ;
- lance un programme d'exploration scientifique et géologique, en s'appuyant sur les cinq volets de l'étude de l'INRS ;
- analyse les applications régionales permettant de réduire l'usage du diesel dans les secteurs minier, forestier et industriel ;
- évalue les synergies possibles entre hydrogène naturel, hydrogène vert et carburants dérivés à faible intensité carbone ;
- intègre cette filière dans les analyses de souveraineté énergétique, notamment pour réduire la pression sur l'hydroélectricité ;
- soutienne la R&D et les projets pilotes, incluant les entreprises spécialisées en exploration et extraction d'hydrogène naturel.

Ces mesures permettraient au Québec de se positionner comme un producteur et exportateur de référence dans un marché mondial en forte croissance, tout en accélérant la décarbonation de secteurs clés et en créant de nouvelles chaînes de valeur industrielle.

CONCLUSION

Le Québec s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 37,5 % sous le niveau de 1990 et à accélérer la sortie des énergies fossiles importées. L'hydrogène et les carburants dérivés (e-fuels, méthanol, ammoniac, gaz naturel synthétique, etc.) sont des outils indispensables pour décarboner les secteurs difficiles à électrifier directement (industrie lourde, transport lourd, maritime, aérien).

Le Québec dépense plusieurs milliards par an pour importer des produits pétroliers, ce qui représente une part importante de son déficit commercial. Remplacer progressivement ces importations par de l'hydrogène et des carburants renouvelables produits localement réduirait la dépendance externe et garderait la richesse au Québec.

L'hydroélectricité et les réseaux électriques ne peuvent, à eux seuls, répondre à tous les besoins de décarbonation, surtout pour les usages à haute température ou à forte densité énergétique. L'hydrogène permet de prolonger la logique d'électrification en transformant l'électricité renouvelable en vecteur énergétique flexible, stockable et exportable. En complément de l'électricité, l'hydrogène offre une forme de stockage saisonnier et une flexibilité pour répondre aux pointes de demande, aux besoins industriels et aux opportunités d'exportation. Des infrastructures dédiées (stockage, transport, terminaux) renforceraient la résilience du système énergétique face aux chocs externes (prix du pétrole, ruptures d'approvisionnement, tensions géopolitiques).

Le PGIRE représente une occasion historique de structurer la transition énergétique du Québec et de positionner la province comme un leader nord-américain de l'énergie propre. Pour réussir, il doit reconnaître pleinement le rôle stratégique de l'hydrogène dans la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier ; la compétitivité et l'attractivité industrielle ; la souveraineté énergétique et la réduction des importations de combustibles fossiles; la flexibilité et la résilience du système énergétique; et la création de richesse durable dans toutes les régions du Québec.

L'intérêt industriel déjà manifeste, combiné aux avancées scientifiques, technologiques et réglementaires, démontre que l'hydrogène peut devenir un pilier majeur de la transition énergétique québécoise. Il peut réduire la pression sur l'hydroélectricité, soutenir la croissance économique, renforcer la sécurité énergétique et accélérer la décarbonation régionale.

Le PGIRE doit donc prévoir une démarche structurée, ambitieuse et cohérente pour évaluer, planifier et encadrer cette filière émergente, incluant la reconnaissance des infrastructures hydrogène comme infrastructures stratégiques; l'intégration des carburants synthétiques dans la planification énergétique; l'évaluation du potentiel de l'hydrogène naturel; la mise en place d'un cadre réglementaire moderne et harmonisé; et la coordination entre Hydro-Québec, Énergir, les producteurs d'hydrogène et les utilisateurs industriels.

Hydrogène Québec invite le gouvernement à envisager une trajectoire plus ambitieuse et plus structurée pour la filière hydrogène afin que le Québec se positionne non seulement comme un utilisateur, mais comme un producteur, distributeur, développeur de technologies de pointe et innovateur de référence dans l'économie mondiale de l'hydrogène.

À PROPOS D'HYDROGÈNE QUÉBEC

Fondée en 2022, Hydrogène Québec est une association indépendante qui rassemble et propulse l'écosystème de l'hydrogène au Québec. Notre mission consiste à accélérer l'émergence de la filière québécoise de l'hydrogène et faire reconnaître son rôle stratégique dans l'atteinte des objectifs de décarbonation.

L'association regroupe actuellement près d'une cinquantaine de membres corporatifs, notamment des producteurs, distributeurs, utilisateurs, fournisseurs de services et de technologies, chercheurs et innovateurs (voir Annexe 1).

CONSEIL D'ADMINISTRATION ET PERMANENCE

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Président :	Friedrich Dehem-Lemelin, PDG Hydrolux
Vice-président :	Wassim Kanso, Directeur principal, Transition Énergétique, Filgo
Trésorier :	Sylvain Rousseau, VP, développement stratégique des affaires chez TCI+, membre de VINCI Énergies
Secrétaire :	André Turmel, Président Exécutif, QIMC
Administratrice :	Catherine Gosselin, Responsable de l'hydrogène et des énergies alternatives, Harnois Énergies
Administrateur :	Benoit Gratton, Directeur développement des affaires, et approvisionnements, Enbridge Gaz Québec
Administrateur :	Jean Roberge, VP Exécutif et Chef de Direction, Greenfield Global
Administrateur :	Patrick Tawagi, Conseiller, Énergir Développement
Administrateur :	Taoufik Saidani, Directeur des marchés clés et des affaires publiques, Air Liquide
Administrateur :	Kodjo Agbossou, Professeur Titulaire, Chaire Hydro-Québec sur la gestion transactionnelle de la demande résidentielle en puissance et en énergie, UQTR

PERMANENCE

Directrice-générale : Michèle Landry

Directeur, développement des affaires et relations avec les membres : Michael Murphy

ANNEXE 1 — MEMBRES

ABB
Air Liquide
Air Products Alstom
BBA Inc.
BNQ-IQ
CCAQ
CIMA+
Deloitte
DHB Valves
Enbridge Gaz Québec
Énergir
Fasken (Montréal)
FILGO
Greenfield Global
Harnois Énergies Inc.
Hatch
Hy2gen
Hydrolux
IVYS Adsorption
Laurentide Controls
Lhyfe Canada Inc.
Messer
Pinnacle Green Energy Solutions LLC
Prévost
Québec Innovative Materials Corp.
Sacre-Davey
Stantec
StormFisher Hydrogen
Swagelok Québec
TES Canada
Tetra Tech
Toyota Canada
UH2
Ukko Solutions
Université de Sherbrooke - Faculté de génie
UQTR
Vema Hydrogen
Vinci-Énergies

ANNEXE 2 — RÉFÉRENCES

1. Gouvernement du Québec. (2020). Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030). <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-economie-verte>
2. Gouvernement du Québec. (2023). Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030. <https://www.quebec.ca/gouvernement/ministeres-organismes/economie/publications/strategie-hydrogene-vert-bioenergies>
3. Hydro-Québec. (2023). Plan d'action 2035 : Vers un Québec décarboné et prospère. <https://www.hydroquebec.com/plan-action-2035> Québec. (2023).
4. Régie de l'énergie du Québec. (2025). Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE). <https://www.regie-energie.qc.ca>
5. Assemblée nationale du Québec. (2024). Projet de loi n°17 : Loi visant la recherche et l'exploitation de réservoirs souterrains et de fluides. <https://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/projets-loi/projet-loi-17-43-1.html>
6. Institut national de la recherche scientifique (INRS). (2023). Potentiel de l'hydrogène naturel au Québec : Synthèse des volets géologie, géophysique, géochimie, inventaire des roches sources et méthodes d'exploration. <https://inrs.ca>
7. Vema Hydrogen. (2023). Évaluation des coûts de production de l'hydrogène naturel. <https://www.vema.earth/>
8. Commission européenne. (2023). ReFuelEU Aviation: Sustainable aviation fuels for Europe. https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/air/environment/refuelev-aviation_en
9. Gouvernement des États-Unis. (2022). Inflation Reduction Act of 2022. <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376>
10. Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). (2023). Japan Hydrogen Strategy. <https://www.meti.go.jp/english>
11. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE). (2023). Korea Hydrogen Economy Roadmap. <https://english.motie.go.kr>
12. Cadent Gas. (2020). HyDeploy: Hydrogen blending demonstration project. <https://hydeploy.co.uk>
13. GRHYD Consortium. (2020). GRHYD: Gestion des réseaux hybrides. <https://www.engie.com>
14. Projekt Jupiter. (2022). Industrial hydrogen–natural gas blending for thermal processes. <https://www.terega.fr/en/lab/what-is-the-jupiter-1000-project/>
15. California Public Utilities Commission. (2023). Hydrogen blending pilot programs. <https://www.cpuc.ca.gov>
16. Maersk. (2023). Green methanol vessels: Decarbonizing global shipping. <https://www.maersk.com/sustainability/all-the-way-to-net-zero>
17. Global Hydrogen Review 2025, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>