

IRÉC

NOTE DE RECHERCHE

INSTITUT DE RECHERCHE EN ÉCONOMIE CONTEMPORAINE

L'hydrogène, un vecteur énergétique pour la transition

Gilles L. Bourque
Noël Fagaoga

JANVIER 2020

www.irec.quebec

secretariat@irec.quebec

Notices biographiques

Chercheur pour l'IRÉC, **Gilles L. Bourque** détient un doctorat en sociologie économique et une maîtrise en sciences économiques à l'UQAM. Il est l'auteur du livre *Le modèle québécois de développement : de l'émergence au renouvellement*, paru en 2000 aux Presses de l'Université du Québec qui a obtenu le premier Prix pour la meilleure thèse de doctorat de l'IRÉC. Il est coauteur, avec Benoît Lévesque, du livre *Le renouveau de la sociologie économique de langue française*, Paris, Desclée de Brouwer, 2000.

Chargé de projets à l'IRÉC, **Noël Fagoaga** possède une maîtrise en génie des bioprocédés de l'EBI (École de biologie industrielle) en France et une maîtrise en environnement et développement durable de l'Université de Montréal. Il travaille sur les enjeux liés à l'énergie, l'environnement et le développement bioindustriel, notamment sur les filières de valorisation de la biomasse et traitement des matières résiduelles.

© Institut de recherche en économie contemporaine

ISBN 978-2-924927-44-1 (PDF)

Dépôt légal — Bibliothèque nationale du Québec, 2019

Dépôt légal — Bibliothèque nationale du Canada, 2019

IRÉC, 10555, Avenue de Bois-de-Boulogne, CP 2006, Montréal (Québec) H4N 1L4

Faits saillants

Dans le milieu industriel, la production, la distribution et le stockage de l'hydrogène profitent d'une expérience de plus de 100 ans. Le développement récent des piles à combustible, pouvant être utilisées dans divers secteurs, dont celui du transport, change la perception du risque lié à son utilisation.

Au niveau mondial, la consommation d'hydrogène s'élevait en 2018 à 70 millions de tonnes, soit plus de trois fois la consommation mondiale de 1975. Actuellement, l'hydrogène est surtout produit pour des applications industrielles telles que le raffinage (33 %), la production d'ammoniac (27 %), de méthanol (11 %) et pour la métallurgie.

La production d'hydrogène se fait à 76 % à partir de gaz naturel alors que 23 % sont produits à partir de charbon. La technologie de production par électrolyse, qui utilise l'électricité, représente moins de 2 % de la production mondiale. Les technologies de production à partir d'hydrocarbure sont responsables d'émettre entre 9 et 19 tCO₂/tH₂. Ces émissions sont proches de zéro lorsqu'on utilise de l'énergie renouvelable.

Le coût de production de l'hydrogène issu du gaz naturel est actuellement plus compétitif en raison du faible coût de ce gaz aux États-Unis, en Russie et au Moyen-Orient. La compétitivité de l'hydrogène issu de l'électrolyse dépend du coût de l'électricité utilisée. Il existe trois types d'électrolyseurs :

Les électrolyseurs alcalins (AEL) utilisés depuis les années 1920 : il s'agit d'une technologie mature et commercialisée pour des unités de grande dimension.

La technologie par membrane d'électrolyse à proton (PEM) introduite dans les années 1960 : Relativement petit et offrant un fonctionnement flexible.

La technologie d'électrolyse à haute température et haut rendement (SOEC), encore en stade de développement.

La difficulté de stockage est la principale contrainte à l'utilisation de l'hydrogène. Elle peut être contournée par transformation en ammoniac, plus facile et économique à stocker et transporter. L'ammoniac peut être utilisé à des fins industrielles et peut également être exporté vers les centres où la demande en hydrogène est forte.

L'hydrogène est un vecteur énergétique très versatile adapté à de nombreuses applications comme le transport, la production de chaleur, l'industrie ou le secteur électrique. Selon les prévisions du Hydrogen Council, l'utilisation de l'hydrogène pourrait être multipliée par 10 en 2050, en particulier pour la période post-2030. Ce développement permettrait de répondre ainsi à 18 % de la demande finale d'énergie et de réduire les émissions annuelles de 6 milliards de tonnes de GES. Plusieurs pays se sont déjà dotés de politiques ciblées.

On retrouve sur le territoire québécois les principaux acteurs mondiaux de l'industrie de l'hydrogène que sont les Air Liquide, Linde (Messer Canada), Praxair et Air Products. Les principaux sites de production de gaz industriels sont situés à proximité du réseau de transport du gaz naturel au Québec et des utilisateurs. Le Québec a exporté 5 700 tonnes d'hydrogène en 2018 et en a importé moins de 50 tonnes. Le commerce de l'ammoniac est plus important, avec des exportations de 18 000 tonnes la même année (en croissance de 55 % depuis 2015) et des importations de 8 000 tonnes. Les États-Unis sont le partenaire presque exclusif du commerce de l'hydrogène/ammoniac avec le Québec.

Une production d'hydrogène propre centralisée, associée à l'hydroélectricité à bas prix, permettrait de concurrencer les autres sources de production et de diminuer l'empreinte carbone des industries actuelles, voire d'en attirer de nouvelles. Un développement industriel à proximité des sites de production permettrait à la fois de minimiser les investissements en infrastructures (stockage ou pipeline) et de pouvoir profiter au maximum de la capacité de l'hydroélectricité québécoise. L'annonce récente, par Air Liquide, de la construction à Bécancour du plus grand électrolyseur PEM au monde, d'une capacité de 20 MW, démontre clairement le potentiel québécois pour ce créneau.

Le contexte est favorable pour stimuler ce type d'investissement sur les sites de production d'hydrogène au Québec afin de décarboniser les applications actuelles de l'hydrogène et d'en ouvrir de nouvelles, tels les procédés industriels à haute température, le chauffage ou la production d'électricité. Les éventuels surplus de ces sites de production d'hydrogène propre pourraient être injectés dans le réseau de gaz naturel qui les jouxent. Cet apport en hydrogène propre pourrait faciliter l'atteinte plus rapide de la norme de contenu en GNR (Gaz naturel renouvelable) imposée aux distributeurs de gaz naturel. Sa disponibilité pourrait même permettre de rehausser cette norme puisque l'hydrogène peut être combiné au gaz naturel à hauteur de 20 % sans exiger de modifications.

Les usages d'une production décentralisée de l'hydrogène sont multiples. Nous estimons qu'il faut privilégier le transport sur longue distance pour lequel la technologie des véhicules électriques à batterie est confrontée à diverses contraintes, par exemple le poids des batteries ou l'utilisation de matières rares ou stratégiques. On pense aussi à des rames de train à l'hydrogène, ou à quelques créneaux de navires (traversiers, cabotage et recherche).

Il faut un plan d'action pour mettre le Québec sur la voie de l'économie de l'hydrogène : le prix de l'électricité, les rendements d'échelle et l'innovation sont les éléments sur lesquels il faut agir en priorité. Le gouvernement du Québec peut jouer un rôle déterminant pour l'émergence de pôles de production d'hydrogène propre : 1) en offrant un bloc d'énergie à bas coût ; 2) en facilitant la création de masses critiques et de pôles industriels dans des régions ciblées (région métropolitaine, centre du Québec/Mauricie, Côte-Nord) et 3) en adaptant ses programmes de R&D et d'innovation aux enjeux particuliers de ce vecteur énergétique et de ses dérivés (en particulier l'ammoniac).

Le Plan Hydrogène du Québec devrait viser non seulement à verdir l'ensemble de la production d'hydrogène au Québec, mais aussi à faire de ce vecteur énergétique versatile le meilleur substitut pour convertir les combustibles fossiles, gazeux et liquides, qui ne pourraient pas être remplacés par les efforts d'électrification.

Table des matières

FAITS SAILLANTS	III
TABLE DES MATIÈRES	VI
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1	3
L’HYDROGÈNE: UN VECTEUR ÉNERGÉTIQUE	3
1.1 LA PRODUCTION D’HYDROGÈNE	3
1.1.1 <i>Demande et potentiel de production.....</i>	3
1.1.2 <i>La production d’hydrogène issue d’énergies fossiles.....</i>	4
<i>Graphique 1. Les coûts de production de l’hydrogène issu du gaz naturel, par région, 2018.....</i>	4
1.1.3 <i>La production d’hydrogène issue des énergies renouvelables.....</i>	5
1.1.3.1 <i>L’électrolyse.....</i>	5
1.1.3.2 <i>Rendement et efficacité.....</i>	6
<i>Graphique 2. Les coûts de production de l’hydrogène pour différentes technologies, 2030.....</i>	7
1.1.4 <i>Risques technologiques de la mise en œuvre.....</i>	8
1.2 L’HYDROGÈNE, ÉLÉMENT-CLÉ DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	9
1.2.1 <i>Une énergie versatile.....</i>	9
1.2.2 <i>Une énergie à différentes échelles.....</i>	9
1.2.3 <i>La complémentarité de l’ammoniac.....</i>	10
1.3 UNE FILIÈRE D’AVENIR.....	11
<i>Graphique 3. Prévisions de la consommation d’hydrogène par catégorie d’utilisation, 2015-2050.....</i>	12
CHAPITRE 2	15
LES EXPÉRIENCES ÉTRANGÈRES	15
2.1 LA VISION D’UNE « SOCIÉTÉ DE L’HYDROGÈNE » AU JAPON	16
2.2 LA STRATÉGIE HYDROGÈNE DE LA CHINE	17
2.3 LA PLACE DE L’HYDROGÈNE DANS LE PLAN DE TRANSITION DE LA CALIFORNIE	18
2.4 LA PLACE DE L’HYDROGÈNE DANS LES PAYS DE L’UNION EUROPÉENNE.....	18
2.4.1 <i>Le Plan Hydrogène de la France.....</i>	19
2.4.2 <i>H21 NOE : la conversion à l’hydrogène propre dans le nord de l’Angleterre.....</i>	19
2.4.3 <i>Le programme d’innovation pour l’hydrogène de l’Allemagne.....</i>	20
2.4.4 <i>La feuille de route de l’hydrogène des Pays-Bas.....</i>	21
2.5 LE PROJET D’UNE GRAPPE INDUSTRIELLE HYDROGÈNE EN AUSTRALIE.....	21
CHAPITRE 3	23
LES AVANTAGES DE L’HYDROGÈNE POUR LE QUÉBEC	23
3.1 PROVENANCE ET UTILISATION ACTUELLE DE L’HYDROGÈNE AU QUÉBEC.....	23
3.2 L’HYDROGÈNE PROPRE A-T-IL UN AVENIR ICI ?	24
3.2.1 <i>Deux types d’usages.....</i>	25
3.2.1.1 <i>Hydrogène à fins énergétiques.....</i>	25
3.2.1.2 <i>Hydrogène à fins industrielles.....</i>	26
3.2.2 <i>Production centralisée.....</i>	27
3.2.3 <i>Production décentralisée.....</i>	29
3.2.4 <i>Le potentiel des régions pour l’exportation.....</i>	32
<i>Tableau 1. Récapitulatif du potentiel en hydrogène.....</i>	33

CHAPITRE 4	35
UN PLAN QUÉBÉCOIS POUR L’HYDROGÈNE PROPRE.....	35
4.1 DES ACTIONS DANS LE COURT TERME.....	35
4.2 SUR LE MOYEN ET LE LONG TERME	38
<i>Tableau 2. Les pôles principaux du plan hydrogène.....</i>	<i>40</i>

Introduction

Les années 2020 apparaissent comme la décennie au cours de laquelle l'humanité saura ou non initier la nécessaire révolution industrielle pour atteindre la cible limite du réchauffement contenue dans l'Accord Paris. Selon une mise à jour récente du Groupe d'experts intergouvernemental sur les changements climatiques (GIEC)¹, si nous voulons limiter le réchauffement à une hausse de 1,5 °C, cela nécessitera des transitions « rapides et profondes » sur les terres, l'énergie, l'industrie, les bâtiments, les transports et les villes. Les scientifiques du GIEC préconisent que les émissions nettes mondiales de CO₂ dues à l'activité humaine doivent baisser d'environ 45 % par rapport aux niveaux de 2010 d'ici 2030 pour se garder la possibilité d'atteindre le "zéro net" vers 2050 et atteindre ces cibles.

Dans cette optique, les développements technologiques récents et les plans d'action menés ces dernières années dans le domaine de la conversion vers l'hydrogène propre nous permettent de penser que ce vecteur énergétique devrait pouvoir apporter une contribution majeure à cette transition pour arriver au "zéro net" en 2050. En raison de sa versatilité et de son caractère de ressource inépuisable, l'hydrogène issu d'énergie renouvelable peut fournir des solutions de court terme pour décarboner les processus industriels et énergétiques et de long terme pour remplacer les carburants fossiles. C'est ce que nous chercherons à démontrer dans cette note de recherche.

La présente note de recherche a été menée dans le cadre d'une démarche de réflexion et de propositions de l'IRÉC pour le 75^e anniversaire d'Hydro-Québec. À partir d'un document synthèse portant sur les nouveaux défis auxquels est confrontée notre société énergétique publique², nous allons produire une série de fiches et de notes pour illustrer les opportunités qui s'offrent au Québec dans les domaines de l'efficacité énergétique, de la production décentralisée d'énergie renouvelable et des technologies à faible émission carbone. Pourquoi faudrait-il vendre notre hydroélectricité au rabais aux États-Unis alors que nous pourrions utiliser nos surplus pour créer ici de la valeur ajoutée « zéro carbone » qui pourrait concurrencer, sur les marchés mondiaux, des produits équivalents avec des empreintes carbone élevées, créant par la même occasion de nouvelles filières de produits ou de services à faible émission ? Plutôt que de faire des barrages québécois la « batterie du Nord-est américain », ne faudrait-il pas mettre ce facteur exceptionnel de stockage au service de solutions québécoises à la transition énergétique globale ? Nos propositions pour le développement d'une filière québécoise d'hydrogène propre s'insèrent dans cette vision.

¹ Voir le premier rapport spécial du GIEC dans le cadre du 6^e cycle d'évaluation <https://www.ipcc.ch/2018/10/08/summary-for-policymakers-of-ipcc-special-report-on-global-warming-of-1-5c-approved-by-governments/>.

² Pierre Godin, *Hydro-Québec 2020 : un programme de construction qui s'achève, une transition énergétique qui s'amorce, de nouvelles façons pour appuyer le développement du Québec*, Note de recherche, IREC, à paraître.

L'hydrogène : un vecteur énergétique

1.1 La production d'hydrogène

Les développements technologiques dans les énergies renouvelables et les plans d'action menés partout dans le monde pour tarifier les énergies fossiles nous permettent de penser que l'hydrogène issu des énergies propres peut dorénavant apporter une contribution majeure à la transition vers une économie à faible émission dans le court, le moyen et le long terme. En raison de sa versatilité et de son caractère de ressource inépuisable, l'hydrogène peut en effet fournir des solutions pour décarboner les processus industriels et énergétiques, ainsi que pour remplacer les carburants fossiles.

1.1.1 Demande et potentiel de production

Au niveau mondial, la consommation d'hydrogène s'élevait en 2018 à environ 70 millions de tonnes, soit plus de trois fois la consommation mondiale de 1975 (Agence internationale de l'énergie [AIE], 2019). Actuellement, l'hydrogène est produit essentiellement pour des applications industrielles telles que le raffinage (33 %), la production d'ammoniac (27 %), de méthanol (11 %) et pour la métallurgie. Mais les nouvelles filières comme le transport ou le chauffage pourraient grandement profiter de l'apport en hydrogène à bon prix. Selon le Conseil mondial de l'hydrogène, la consommation pourrait être multipliée par 10 sur l'horizon 2050³.

La production d'hydrogène se fait actuellement à 76 % à partir de gaz naturel alors que 23 % sont produits à partir de charbon. La technologie de production par électrolyse, qui utilise l'électricité, représente moins de 2 % de la production mondiale. Ce sont essentiellement les régions avec des sources de production d'électricité carboneutre qui privilégient l'électrolyse comme voie de production de l'hydrogène, ce qui est le cas du Québec. Mais il y a également d'autres méthodes de production de l'hydrogène qui permettent de diminuer son empreinte carbone. On identifie ainsi l'hydrogène comme étant vert ou bleu selon qu'il est issu de l'électrolyse ou de la biomasse (vert) ou de la production conventionnelle à partir des hydrocarbures, mais avec capture et stockage du CO₂ (bleu).

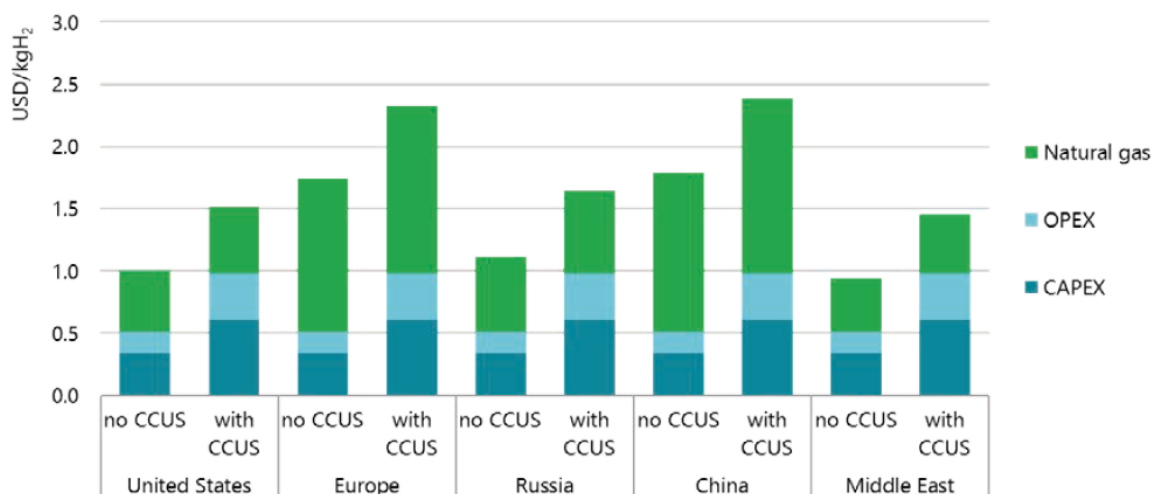
³ <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>

1.1.2 La production d'hydrogène issue d'énergies fossiles

Concernant la production d'hydrogène issue d'énergies fossiles, on parle ici de technologies matures de reformage des molécules. Pour le gaz naturel, on utilise la technique de vaporeformage qui produit de l'hydrogène à partir de méthane, ce qui émet beaucoup de CO₂. Il est notamment utilisé en amont de procédés tels que la production d'ammoniac, de méthanol et pour le raffinage. Pour le charbon, on parle d'oxydation partielle, qui peut également utiliser le pétrole lourd. Cette réaction produit aussi beaucoup de CO₂, qui réduit l'intérêt environnemental de la technologie. Pour le charbon, la gazéification est un procédé très répandu. Elle permet la production de syngaz préalable à la production d'hydrogène et de CO₂. Pour ces technologies de production d'hydrogène à partir d'hydrocarbure, on parle d'émission entre 9 et 19 tonnes de CO₂ pour chaque tonne de H₂ produite (selon l'hydrocarbure utilisé)⁴.

Le coût de production de l'hydrogène issu du gaz naturel est le plus compétitif essentiellement en raison du faible coût de la molécule. Sur le graphique suivant issu de la dernière étude de l'AIE, on s'aperçoit que la principale influence, remarquable géographiquement, se fait sur les opportunités de s'approvisionner à faible coût en gaz naturel. Ainsi, les États-Unis, la Russie et le Moyen-Orient sont des régions du globe bien dotées en gaz naturel et qui peuvent produire une molécule d'hydrogène à un coût très compétitif.

Graphique 1. Les coûts de production de l'hydrogène issu du gaz naturel, par région, 2018



Notes: kgH₂ = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW_{H2}), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW_{H2}, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

⁴ Les émissions sont de 9-10 tonnes de dioxyde de carbone par tonne d'hydrogène (tCO₂ / tH₂) provenant du gaz naturel, 12 tCO₂ / tH₂ provenant de produits pétroliers et 19 tCO₂ / tH₂ provenant du charbon (AIE, 2018).

Pour le charbon, c'est la Chine qui est le principal producteur et consommateur d'hydrogène issu de sa gazéification. S'il est moins répandu ailleurs dans le monde, son impact environnemental sans procédé de capture et de stockage du carbone est le plus nocif en termes d'émissions de CO₂. Les rendements sont bas alors que le coût de la production de la molécule d'hydrogène est relativement bas si l'on se compare à l'hydrogène issu du gaz naturel et des énergies renouvelables. À cause d'un défaut d'accès à des ressources différentes, la Chine devrait poursuivre cette voie à moyen terme.

1.1.3 La production d'hydrogène issue des énergies renouvelables 1.1.3.1 L'électrolyse

L'électrolyse est la technologie actuelle la plus à même de pouvoir produire et stocker de l'hydrogène avec une faible empreinte carbone. Alors que la production basée sur les énergies fossiles nécessite des infrastructures de capture et stockage gourmands en capitaux pour réduire les émissions de CO₂, l'utilisation de sources d'énergies électriques sobres en carbone peut permettre le développement de nouvelles filières.

L'électrolyse de l'eau est une réaction électrochimique qui permet de produire de l'hydrogène en présence d'eau et d'un courant électrique. Il existe trois types d'électrolyseurs dont les caractéristiques peuvent être résumées de la façon suivante (voir AIE, 2019) :

- AEL (alkaline electrolysis) : les électrolyseurs alcalins sont utilisés depuis les années 1920. Il s'agit d'une technologie mature et commercialisée pour des unités de grande dimension (une capacité jusqu'à 165 MW) mais dont la quasi-totalité ont été déclassés suite à l'arrivée de la technologie du reformage du gaz naturel. L'électrolyse alcaline se caractérise par des coûts d'investissement relativement bas comparés aux autres technologies d'électrolyseur en raison de l'évitement de matériaux précieux.
- PEM (proton exchange membrane) : la technologie par membrane d'électrolyse à proton a été introduite dans les années 1960 pour pallier certains des inconvénients opérationnels des électrolyseurs alcalins. Ces systèmes sont relativement petits et offrent un fonctionnement flexible, ce qui les rend plus attrayants que les électrolyseurs alcalins pour une production décentralisée (p.ex. dans les zones urbaines denses, près des stations-service). Leur désavantage est qu'ils ont besoin de catalyseurs d'électrode coûteux (platine, iridium) et de matériaux membranaires dont la durée de vie est plus courte que celle des électrolyseurs alcalins.
- SOEC (solid oxide electrolysis cells) : cette technologie d'électrolyse à haute température et haut rendement est encore en stade de développement. Elle utilise la céramique comme électrolyte et a un faible coût en matériel, ce qui devrait conduire à une augmentation des rendements de plus de 30 % comparée aux électrolyseurs alcalins. Parce qu'ils utilisent de la vapeur pour l'électrolyse, si l'hydrogène produit par cette technique devait être utilisé pour la production de méthane synthétique, la chaleur dégagée par le

processus de méthanation pourrait être récupérée pour le rendement de la production d'hydrogène.

1.1.3.2 Rendement et efficacité

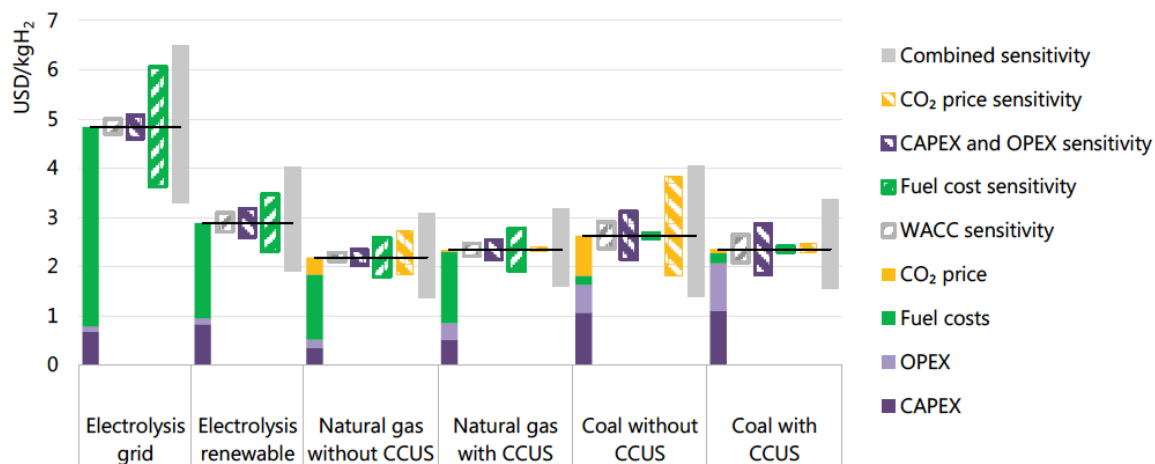
Le rendement moyen des processus d'électrolyse serait autour de 50 kWh d'électricité et de 9 kg d'eau pour chaque kg d'H₂⁵. Si ce ratio d'utilisation de l'eau semble important, il nécessiterait seulement 1,3 % des ressources en eau potable consommée par le secteur énergétique dans le monde. L'électrolyse alcaline et PEM sont les deux technologies les plus développées aujourd'hui. Et les prévisions dans les prochaines années permettront réduire d'au moins 50 % le coût de revient d'ici 2030. Avec les prix des sources énergétiques renouvelables qui sont de plus en plus compétitifs, seuls leur intermittence et leur temps de production opérationnelle peuvent être un frein au développement. En effet, les heures d'opération minimales sont de 2500 par an pour permettre à la technologie d'être compétitive. Mais ce n'est pas le cas pour l'hydroélectricité, qui peut être un approvisionnement fiable et capable de répondre aux enjeux de développement de la filière.

Selon les projections de l'AIE, en prenant une électricité à 4 ¢ US/kWh sur les plages d'opérations optimales, c'est-à-dire plus de 2500 h, le coût de production se rapproche de 2 \$ US/KgH₂, soit moins que les coûts de production d'hydrogène fossile avec captation dans des régions comme l'Europe et la Chine. Des régions comme la Russie, les États-Unis et la Chine sont plus proches de 1,5 \$ US/KgH₂. Leurs méthodes de production sont néanmoins dépendantes du prix du gaz naturel, très bas actuellement, alors que les énergies renouvelables seront amenées à réduire leur empreinte.

En ce qui concerne la production d'hydrogène à partir de la biomasse, elle se fait essentiellement par la production de biogaz qui est ensuite vaporeformé sur le même principe que le gaz naturel. La principale différence est la source de biogaz qui est dans ce cas issu de carbone biogénique et qui permet d'avoir des émissions de CO₂ tendant vers zéro. En prenant en compte les différentes sources de production d'hydrogène, on peut se rendre compte, avec le graphique suivant, que la production d'hydrogène issue d'énergies renouvelables devient de plus en plus intéressante, notamment dans un contexte énergétique où le coût de production des énergies renouvelables baisse et où celui du gaz naturel est bas.

⁵ Toute proportion gardée, ce n'est que 2 fois plus de consommation d'eau par kg de H₂ que la technologie de formatage du gaz naturel (AIE, 2019).

Graphique 2. Les coûts de production de l'hydrogène pour différentes technologies, 2030



Notes: WACC = weighted average cost of capital. Assumptions refer to Europe in 2030. Renewable electricity price = USD 40/MWh at 4 000 full load hours at best locations; sensitivity analysis based on +/-30% variation in CAPEX, OPEX and fuel costs; +/-3% change in default WACC of 8% and a variation in default CO₂ price of USD 40/tCO₂ to USD 0/tCO₂ and USD 100/tCO₂. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Dans une perspective de court terme, des efforts doivent être réalisés pour rendre compétitive la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse. Une estimation du coût de revient de 8,02 \$ US/KgH₂ en 2016 par électrolyse⁶ permet d'envisager une compétitivité de la production d'hydrogène au Québec en raison du faible coût de l'hydroélectricité en période creuse. On peut donc attendre des résultats positifs, favorables à un investissement sur la filière hydrogène au Québec.

L'impact environnemental

La production d'hydrogène par électrolyse permet d'utiliser une électricité renouvelable. Cependant, lorsque l'on regarde son impact environnemental, c'est essentiellement l'empreinte eau et le pouvoir de réchauffement global qui sont les principaux dommages. Ces éléments sont dépendants du type d'électricité utilisée.

Le Québec étant doté d'une hydroélectricité à faible empreinte sur la consommation d'eau, on peut s'attendre à ce que la production d'hydrogène québécoise ait au moins de deux à trois fois moins d'impact que l'utilisation d'autres types d'énergie pour la production d'hydrogène ailleurs dans le monde. Concernant le pouvoir de réchauffement global et les émissions de GES, l'impact

⁶California renewable hydrogen roadmap, 2018. <https://einow.org/rh2roadmap>

serait de deux à cinq fois moins important comparé aux autres sources énergétiques pour la production par électrolyse⁷.

1.1.4 Risques technologiques de la mise en œuvre L'hydrogène étant une molécule très volatile, elle peut être perçue comme une molécule dangereuse. Sa manipulation comporte des risques, en particulier d'inflammation et d'explosion. L'hydrogène présente des caractéristiques qui complexifient ou au contraire facilitent la maîtrise de ces risques par rapport à d'autres gaz et liquides⁸ :

- Une propension à fuir plus importante : la molécule d'hydrogène est de petite taille et de faible viscosité, ce qui facilite les fuites ;
- Une probabilité d'inflammation plus élevée, liée à une énergie minimale d'inflammation faible, qui peut être apportée par une flamme ou une étincelle ;
- Une combustion plus rapide, favorisant le phénomène de déflagration ;
- Une probabilité d'explosion à l'air libre plus faible compte tenu d'une forte diffusivité qui réduit le risque de formation d'un nuage explosif en milieu non confiné ;
- Une flamme peu visible (qui représente un risque supplémentaire pour les équipes d'intervention) mais peu radiative (ce qui limite les effets de propagation).

Dans le milieu industriel, la production, la distribution et le stockage de la molécule profitent d'une expérience de plus de 100 ans dans la maîtrise des risques. C'est le développement de piles à combustible dans le secteur du transport qui change la perception du risque lié à l'utilisation de l'hydrogène. Dans la mesure où la production et l'utilisation de l'hydrogène se feraient dans le cadre d'une politique de transition, les enjeux de sécurité concerneront toutes les autres composantes de son développement. Les principaux risques liés à la production d'hydrogène sont l'explosivité et son stockage à haute pression⁹. Ces contraintes exigent la mise en œuvre de mesures nécessaires au développement de la filière selon le type de technologie et le milieu d'application. Les contraintes réglementaires permettent maintenant l'utilisation sécuritaire de l'hydrogène. Par ailleurs, les efforts de R&D, d'innovation, de diffusion des savoir-faire et de

⁷ Mehmeti, A.; Angelis-Dimakis, A.; Arampatzis, G.; McPhail, S.J.; Ulgiati, S. Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments* 2018, 5, 24. <https://www.mdpi.com/2076-3298/5/2/24>

⁸ Voir le Guide produit par l'ADEME en France <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-information-securite-production-decentralise-hydrogene-8505.pdf>.

⁹ <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/60948.pdf>

formation pour l'utilisation des nouvelles applications de l'hydrogène sont appelés à faire partie intégrante de la mise en œuvre de la filière.

1.2 L'hydrogène, élément-clé de la transition énergétique

1.2.1 Une énergie versatile

Le principal avantage de l'hydrogène est sa versatilité à travers les nouveaux types d'applications qu'elle permet. Une revue scientifique identifie les principaux secteurs impactés par une filière de l'hydrogène : le transport, le chauffage, la gestion du réseau électrique et les infrastructures d'approvisionnement et de stockage. L'hydrogène a le potentiel de pouvoir faciliter la transition vers une économie plus sobre en carbone en devenant un vecteur énergétique versatile pour les infrastructures énergétiques actuelles. Cela implique de nombreux défis au niveau des politiques publiques, réglementations et objectifs portés par les différentes entités nationales et internationales¹⁰.

Il existe plusieurs opportunités de développement pour l'hydrogène, à diverses échéances. Si sur le long terme, un hydrogène issu d'énergies renouvelables doit être envisagé, de nombreuses contraintes techno-économiques doivent être levées pour une adoption de masse. Cela dépend notamment des politiques industrielles régionales mises en œuvre. Pour le développement de la filière, la mise au point de piles à combustible compétitives économiquement et d'une infrastructure d'approvisionnement adaptée constitue deux éléments clés. Néanmoins, à plus court terme, l'intégration de l'hydrogène dans les infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel apparaît comme la meilleure voie de développement.

L'injection dans le réseau de gaz naturel peut se faire directement avec un maximum de 20 % d'hydrogène dans le réseau actuel ou via méthanation par la production de méthane. Elle permet ainsi de produire du méthane en utilisant hydrogène et CO₂.

1.2.2 Une énergie à différentes échelles

Une des particularités de la production d'hydrogène par électrolyse est sa capacité à se faire à différentes échelles et permettre une décentralisation de la production énergétique. On peut ainsi développer deux types de voies de production d'hydrogène de manière complémentaire pour fournir les infrastructures centralisées (+ de 1,5 tH₂/jour, équivalent aux infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel actuel) et décentralisées (- de 1,5 tH₂/jour, avec une production proche des centres de distribution ou des piles à combustible).

¹⁰ Staffell, Iain, et al. "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system." *Energy & Environmental Science* 12.2 (2019): 463-491.

Ainsi, des systèmes distribués ou décentralisés peuvent être développés soit face à la demande de stations hydrogène ou à la production d'électricité renouvelable. Fortement dépendant des coûts en immobilisations, la baisse des coûts de production de l'électricité permettra de rendre ces systèmes rentables à moyen terme. Concernant les systèmes centralisés, les coûts de l'infrastructure d'approvisionnement sont les principaux freins à leur développement et pourraient bénéficier des infrastructures actuelles. De plus, l'utilisation des énergies renouvelables décentralisées, telles que le solaire ou l'éolien, nécessite une forte concentration de la production d'électricité proche des centres de production d'hydrogène.

1.2.3 La complémentarité de l'ammoniac

L'une des contraintes avec l'hydrogène c'est qu'il se laisse difficilement « mettre en boîte ». Il faut soit le comprimer très fortement, soit le liquéfier à -253 °C , pour obtenir un fluide d'une densité énergétique acceptable. C'est faisable puisque depuis cent ans c'est la façon dont il est traité dans l'industrie. Mais cela reste dispendieux, d'autant plus si l'on veut élargir son périmètre d'utilisation, par exemple dans les transports, pour remplacer les carburants fossiles. Dans un pays comme le Japon, un précurseur de l'économie de l'hydrogène, c'est vers l'ammoniac qu'on a commencé à trouver des alternatives pour faire tomber cette contrainte (voir les détails dans le chapitre suivant).

L'ammoniac (NH_3)_{gaz}, est produit par le procédé Haber-Bosch à partir de diazote et de dihydrogène (un atome d'azote pour trois d'hydrogène). C'est l'un des composés les plus synthétisés au monde (170 millions de tonnes), utilisé comme réfrigérant et pour la synthèse de nombreux autres composés, principalement les engrais.

L'ammoniac (NH_3)_{aqueux} est un solvant liquide en usage pur, à 20 °C et 8 bar, facilement soluble dans l'eau, sous forme de NH_3 aqueux.

L'ammoniac (ou ammoniaque) peut-être perçu comme un dérivé d'hydrogène, infiniment plus facile et économique à stocker et à transporter que l'hydrogène pur. Dès lors, il fait sens que là où l'hydrogène est transformé en ammoniac pour des fins industrielles de façon économique, on puisse en même temps l'exporter vers les centres où la demande est forte.

Si l'ammoniac solutionne la contrainte de stockage, il n'améliore pas celle de la performance énergétique d'une économie de l'hydrogène : chaque transformation représente en effet une perte d'efficacité. La création d'un consortium sur l'ammoniac vert (Green Ammonia Consortium) a permis, au cours de ses cinq ans d'activités, d'aborder plusieurs segments d'innovation pour l'utilisation directe de l'ammoniac dans la production d'électricité centralisée, dans les fours industriels ou dans le chauffage des bâtiments.

1.3 Une filière d'avenir

L'hydrogène pur, ou sous forme d'ammoniac, se veut donc un vecteur énergétique capable d'être stocké et transporté partout dans le monde. Cela en fait un atout important pour l'intégration des énergies renouvelables et intermittentes souvent produites de manière décentralisée. La filière répond aux conditions du développement des systèmes énergétiques distribuant l'énergie produite de manière décentralisée. L'hydrogène possède aussi une grande versatilité pouvant être utilisée dans ses applications comme le transport, la production de chaleur, l'industrie ou le secteur électrique¹¹.

C'est dans ce contexte que 13 multinationales¹² se sont rassemblées pour se positionner sur le développement de la filière à l'international. Selon leurs prévisions (voir le graphique 4), l'utilisation de l'hydrogène pourrait être multipliée par 10 sur l'horizon 2050, en particulier pour la période post-2030. Ce développement de l'hydrogène permettrait de répondre ainsi à 18 % de la demande finale d'énergie et de réduire les émissions annuelles de 6 milliards de tonnes de GES sur cet horizon 2050¹³. Devant l'ampleur et la complexité des débouchés identifiables pour la filière, le Conseil de l'hydrogène identifie plusieurs défis :

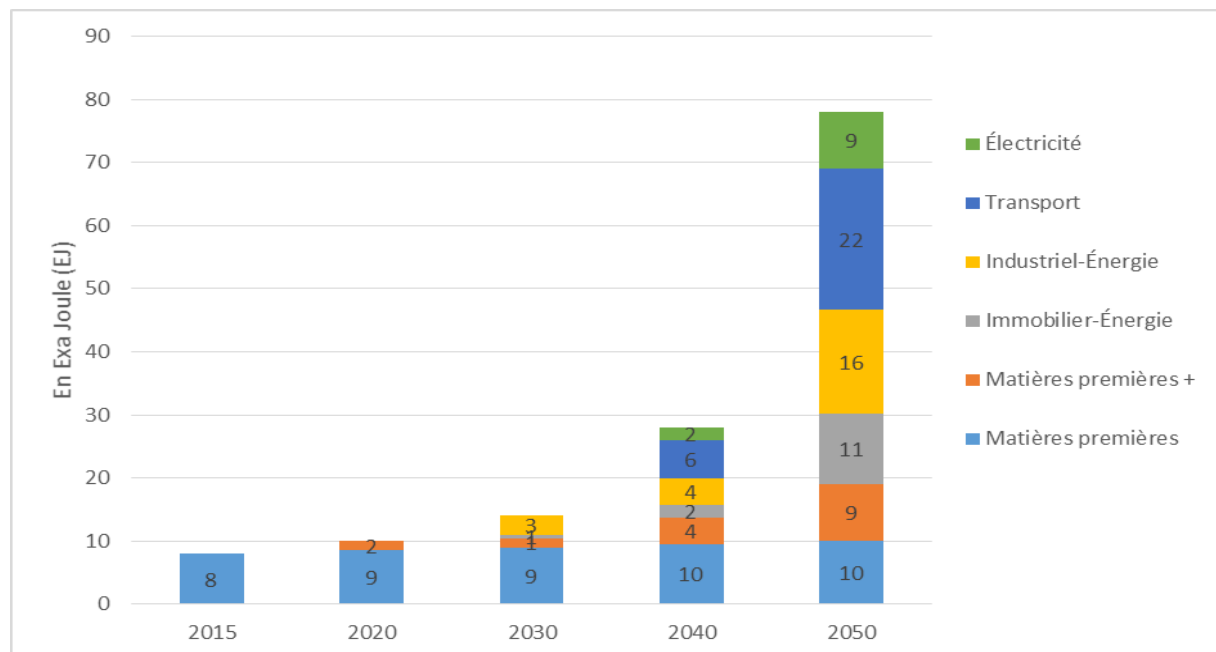
- La source de production incluant les coûts et les émissions de GES associés ;
- La grande diversité d'applications qui n'incluent pas nécessairement l'utilisation de piles à combustible ;
- Sa complémentarité avec le système énergétique actuel ;
- Sa capacité à trouver des voies moins coûteuses en capital.

¹¹ Staffell, Iain, et al. "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system." *Energy & Environmental Science* 12.2 (2019): 463-491.

¹² MITSUI & CO, PLUG POWER, FABER INDUSTRIES, FAURECIA, FIRST ELEMENT FUEL (TRUE ZERO), GORE, TOYOTA TSUSHO, HYDROGENICS, BALLARD, MITSUBISHI

¹³ <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>

Graphique 3. Prévisions de la consommation d'hydrogène par catégorie d'utilisation, 2015-2050



Dans sa dernière édition sur « le futur de l'hydrogène »¹⁴, l'AIE va dans le même sens et fait sept recommandations pour le développement de la filière (paraphrasées ci-dessous) :

- Établir un rôle clair de l'hydrogène dans les stratégies long terme : politiques industrielles et stratégie des compagnies ;
- Stimuler la demande commerciale pour un hydrogène propre : viser les économies d'échelle ;
- Gérer le risque pour les premiers investisseurs ;
- Accompagner la recherche pour diminuer les coûts de production ;
- Éliminer les barrières réglementaires inutiles et harmoniser les standards ;
- S'engager dans une coopération internationale ;
- Se concentrer sur des opportunités rapides de développement dans le domaine du transport et de l'utilisation des infrastructures énergétiques actuelles.

¹⁴The future of hydrogen, AIE. <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>

Cela pose plusieurs questions sur la place de l'hydrogène dans le mix énergétique de la transition et sur sa place au sein des politiques industrielles actuelles ; sur la maturité de la technologie et sur son intégration dans l'infrastructure énergétique locale.

Les expériences étrangères

Les véhicules à hydrogène, comme les véhicules à batterie, sont à zéro émission lors de leur utilisation, mais peuvent voir leur empreinte globale exploser si le vecteur énergétique qui les alimente (hydrogène ou électricité) est produit avec des énergies fossiles. L'un des défis majeurs de la transition vers l'hydrogène sera donc de générer de l'hydrogène propre. Selon les prévisions de Navigant Research, c'est surtout à partir du milieu des années 2020, lorsque les développements technologiques permettront d'atteindre la parité de coût avec la méthode traditionnelle de vaporeformage du gaz naturel, qu'on pourra voir la production d'hydrogène propre prendre un essor très important, atteignant le niveau de 400 000 tonnes en 2026¹⁵. Dans ce chapitre nous présentons un ensemble d'expériences nationales qui, par le biais de politiques publiques et de projets structurants, visent à accélérer ce mouvement de transition vers l'hydrogène propre.

Chacune de ces expériences est portée par une vision de filière hydrogène adaptée au contexte de chaque pays :

- Au **Japon**, l'hydrogène est perçu comme une alternative à l'énergie nucléaire et vise la diminution de la dépendance aux énergies fossiles. Depuis 2006, il est le leader mondial du développement de la filière hydrogène.
- La **Chine** aimerait aussi prendre la place de leader des véhicules à hydrogène après l'avoir prise dans les véhicules électriques à batterie.
- En **Californie**, l'hydrogène trouve sa place dans le développement des énergies renouvelables intermittentes et contribue à la décarbonisation du transport.
- **L'Union européenne** et ses membres ont signé la déclaration de Linz intitulée « Initiative pour l'hydrogène », qui encourage la collaboration technologique pour un hydrogène durable.
 - La **France** s'est dotée d'un plan hydrogène ayant pour ambition la décarbonisation de l'hydrogène industriel, le stockage d'énergie renouvelable et le zéro-émission en transport.
 - En **Angleterre**, l'hydrogène est envisagé comme remplacement du gaz naturel dans les réseaux du nord du pays.

¹⁵ Voir <https://www.navigantresearch.com/reports/power-to-gas-for-renewables-integration>.

- En **Allemagne**, le programme d'innovation national sur l'hydrogène a posé, dès 2006, les axes de développement de l'hydrogène : le transport, le chauffage et le stockage.
- Les **Pays-Bas** se sont dotés d'un plan qui vise de manière évolutive l'utilisation d'hydrogène propre pour l'industrie (2030), le chauffage et le stockage (2035).
- **L'Australie**, elle, mise sur le développement d'une grappe industrielle pour exporter l'hydrogène vers les pays qui en ont besoin pour leur transition.

Il ne reste plus qu'au Québec de se doter d'une vision et d'une stratégie capable de mettre en valeur ses atouts énergétiques.

2.1 La vision d'une « société de l'hydrogène » au Japon

Depuis 2006, le Japon a été le leader de la transition vers l'hydrogène avec l'objectif de diminuer la dépendance du pays au pétrole et de créer une alternative à l'énergie nucléaire. La stratégie de conversion se présente en trois temps¹⁶ :

1. Développer la filière de l'hydrogène et des piles à combustible dans le secteur résidentiel et dans celui du transport ;
2. Introduire la production d'électricité à base d'hydrogène et établir des systèmes d'approvisionnement en hydrogène à grande échelle ;
3. Produire de l'hydrogène propre. Dès 2009, le pays met en place une stratégie pour déployer des unités de microcogénération d'électricité et de chaleur (micro combined heat and power systems, ou micro-CHP) fonctionnant à l'hydrogène, avec des subventions dégressives de plus de 10 000 \$ par ménage pour atteindre 200 000 unités installées en 2016 et en visant la cible de 5,3 millions d'unités installées d'ici 2030¹⁷.

Dans les transports, le Japon veut accélérer le déploiement de l'hydrogène en passant de 90 stations de ravitaillement à l'hydrogène opérationnelles en 2017 à 160 stations en 2020, 320 en 2025 et 900 en 2030. Ce déploiement vise à rendre possible l'atteinte de 40 000 véhicules électriques à pile à combustible (VEPC) sur les routes du pays d'ici à 2020 et autour de 800 000 à l'horizon 2030. En raison de cet effort, Toyota est devenu le leader mondial de cette filière. Outre ses véhicules passagers (dont la Mirai), le fabricant a commencé à mettre sur le marché des bus fonctionnant avec la même technologie de pile dans la ville de Tokyo. Une centaine de ces

¹⁶ Voir https://www.eubusinessinjapan.eu/sites/default/files/hydrogen_technology_market_in_japan.pdf.

¹⁷ Voir <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>

bus devrait circuler pendant les jeux olympiques et paralympiques de Tokyo en 2020. Le géant de l'auto travaille également, en collaboration avec le fabricant de camions Kenworth, sur le développement d'un camion lourd (de classe 8) à hydrogène.

Pour la réalisation des phases 2 et 3, le gouvernement et l'Agence japonaise pour la science et la technologie ont lancé l'initiative des transporteurs d'énergie du Programme de promotion de l'innovation stratégique (SIP Energy Carriers) en 2014, avec la création d'un consortium sur l'ammoniac vert (Green Ammonia Consortium). Au cours de ses cinq ans d'activités, l'initiative a abordé plusieurs segments d'innovation pour l'utilisation de l'ammoniac dans la production d'électricité centralisée, dans les fours industriels ou dans le chauffage des bâtiments¹⁸. Enfin, pour parvenir à décarboniser ce vecteur énergétique, le Japon vise à atteindre une capacité de production d'énergie solaire à hauteur de 150 GW en 2030, dont une portion de 10 GW serait dédiée à l'économie de l'hydrogène¹⁹, soit suffisamment pour produire autour d'un demi-million de tonnes d'hydrogène propre.

2.2 La stratégie hydrogène de la Chine

On devait s'y attendre, la Chine désire aussi prendre le leadership mondial dans la course vers l'économie de l'hydrogène. Déjà championne des voitures électriques à batterie, l'hydrogène apparaît comme la prochaine étape logique pour réduire les émissions polluantes du secteur des transports (GES et particules fines) dans les villes. L'hydrogène et les piles à combustible sont identifiés expressément comme l'une des 20 actions-clés du *Energy Development Strategy Action Plan (2014-2020)*²⁰. L'objectif est de réunir tous les éléments nécessaires à une industrialisation pour aboutir, en 2020, à l'ouverture d'un marché de milliers de véhicules. En 2016, elle lance le « *China Fuel Cell Vehicle Joint Demonstration Project* » en collaboration avec 4 villes (Pékin, Shanghai, Zhengzhou et Foshan).

Alors qu'à la fin de 2017 la Chine n'avait que 1 200 VEPC sur ses routes et une vingtaine de stations de recharge, le gouvernement annonce vouloir mettre en place les infrastructures destinées à satisfaire 5 000 VEPC en 2020, 50 000 en 2025, puis 1 million en 2030, et à mettre en service 300 stations de recharge d'ici 2025 et 1000 d'ici 2030. En 2018 a démarré la production d'une usine de véhicules passagers à hydrogène (capacité de 10 000 par an) et de fourgonnettes (hybride hydrogène-batterie) avec des autonomies de 500 km. La même année, plusieurs fabricants de bus se sont lancés dans la fabrication de bus à pile à combustible avec des autonomies de 200 à 500 km, entre autres grâce à la collaboration de la firme canadienne Ballard Power Systems. Les premiers bus sont destinés aux transports collectifs pour les Jeux olympiques

¹⁸ Voir <https://www.ammoniaenergy.org/new-sip-video-summarizes-energy-carriers-accomplishments/>

¹⁹ Voir <https://www.pv-magazine.com/2019/03/18/japan-could-install-150-gw-by-2030-report/>.

²⁰ Voir <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%208.6%20-%20Le%20Programme%20chinois%20rev.%20oct.%202018%20ThA.pdf>

d'hiver de 2022. Même chose du côté des fabricants de camions mi-lourds et lourds, avec par exemple l'entente entre Ballard et Dongfeng pour le déploiement de 500 camions à pile à combustible. Finalement, afin de diminuer sa dépendance au charbon pour produire l'hydrogène, la Chine se lance dans la technologie des électrolyseurs grâce à des partenariats avec les Français Air Liquide et McPhy.

2.3 La place de l'hydrogène dans le plan de transition de la Californie

La Californie a formulé depuis plusieurs années les grands axes d'une stratégie globale de lutte aux changements climatiques. Dans le domaine énergétique, l'État veut atteindre la cible de 50 % d'énergie renouvelable (électricité et carburants) à l'horizon de 2026, de 60 % en 2030 et de 100 % en 2045. Étant donné la nature intermittente des énergies solaire et éolienne, la place de l'hydrogène renouvelable dans cette stratégie est majeure. Dans cette perspective, le rapport « Renewable Hydrogen Roadmap », produit par l'organisme Energy Independence Now (EIN) est récemment venu mettre à jour la feuille de route sur les opportunités et les défis de l'hydrogène propre pour le stockage des énergies renouvelables et pour une transition des transports.

L'EIN identifie huit grands axes d'intervention qui permettraient, d'une part, de réaliser une décarbonisation de la filière hydrogène et, d'autre part, de mettre en place les infrastructures nécessaires à la contribution de cet hydrogène propre à la décarbonisation des transports. En ce qui concerne la production de l'hydrogène propre, le rapport identifie une douzaine de filières potentielles sur lesquelles la Californie pourrait s'appuyer pour mener à terme la transition. Pour les transports, le rapport de l'EIN reprend les objectifs fixés par le gouverneur de la Californie : une cible de 5 millions de véhicules zéro émission sur la route d'ici 2030 (à batterie et à pile à combustible), avec un réseau de 200 stations de recharge d'hydrogène pour les VEPC (en janvier 2018, l'État comptait 31 stations). Un budget de 400 millions \$ a été alloué à la réalisation de ce réseau. La norme de 33,3 % de contenu en hydrogène propre est déjà requise pour les bornes de recharge et on a fixé la cible à 100 % pour 2022.

2.4 La place de l'hydrogène dans les pays de l'Union européenne

La Commission européenne a publié une stratégie de décarbonisation à long terme, incluant une contribution de l'hydrogène provenant de sources renouvelables, pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Vingt-huit pays européens ont signé la Déclaration de Linz intitulée « Initiative pour l'hydrogène », qui encourage la coopération en matière de technologie de l'hydrogène durable. Voici quelques exemples de politique des pays membres.

2.4.1 Le Plan Hydrogène de la France

Le Plan Hydrogène, adopté en juin 2018, sera assurément l'un des legs importants de la courte carrière politique de Nicolas Hulot²¹. Le Plan Hydrogène du ministre Hulot s'organise autour de 3 axes d'intervention.

- La décarbonisation de la filière de l'hydrogène industriel, avec trois mesures de déploiement (dont un système de traçabilité de l'hydrogène) et deux objectifs d'étape : 10 % de la filière en hydrogène propre en 2023 et de 30 à 40 % en 2028) ;
- De nouvelles perspectives de stockage d'énergie renouvelable, en particulier pour le solaire et l'éolien, avec quatre mesures de déploiement mises en place, dont le soutien à des projets d'expérimentation d'électrolyseur dans les régions éloignées et l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz.
- Une solution zéro émission pour le transport, avec sept mesures de déploiement, qui met l'accent sur le transport lourd, qu'il soit routier, maritime ou ferroviaire. Le plan vise l'objectif de 100 stations de recharge d'hydrogène pour 2023 et de 400 à 1000 stations pour 2028. Il prévoit aussi des mesures pour le développement des équipements industriels (camions, trains, etc.) pour accompagner le plan énergétique.

Le Plan Hydrogène est accompagné d'un budget de 100 millions d'euros, géré par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), pour appuyer les 14 mesures de déploiement.

2.4.2 H21 NOE : la conversion à l'hydrogène propre dans le nord de l'Angleterre

Le projet britannique H21 est un projet ambitieux, mais il en est encore à ses débuts. Il définit une stratégie de déploiement de l'hydrogène propre dans le réseau de gaz naturel de manière à réaliser, sur le long terme, une décarbonisation en profondeur de l'ensemble du Royaume-Uni²². On vise à le réaliser en plusieurs étapes. La première étape serait celle du H21 NOE (North of England), une initiative qui a fait l'objet d'une étude commandée par les deux grands fournisseurs de gaz de la région, Northern Gas Networks (NGN) et Cadent, en partenariat avec le norvégien Equinor.

²¹ Voir <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-hydrogene-outil-davenir-transition-energetique>

²² Voir <https://www.h21.green/>. Les auteurs de l'étude signalent que le processus de conversion du gaz naturel vers l'hydrogène serait similaire à celui qui a été réalisé dans les années 1960 lorsque des millions d'appareils en Grande-Bretagne et en France ont été convertis du gaz de ville au gaz naturel. Or, le « gaz de ville » était composé de monoxyde de carbone, de CO₂ et de H₂. Autrefois utilisé pour l'éclairage urbain, le chauffage et la cuisson au gaz, il présentait les inconvénients d'avoir un faible pouvoir calorifique et une dangerosité importante (due au monoxyde de carbone).

Au Royaume-Uni, la cuisson et le chauffage représentent 30 % des émissions de CO₂ du fait de l'implantation massive des réseaux de gaz naturel. Pour y remédier, le projet H21 NOE estime que la conversion vers l'hydrogène concernerait 3,7 millions de foyers et impliquera 400 000 entreprises dans le nord de l'Angleterre qui s'alimentent aux réseaux de NGN et Cadent. Le projet nécessiterait des engagements soutenus de la part des acteurs publics et privés, les investissements totaux pour la conversion du système ayant été estimés à environ 28,6 G\$, avec des coûts d'opération de 1,2 G\$ par année. On propose que Leeds, troisième plus grande ville du Royaume-Uni, soit utilisée comme banc d'essai de prototype. La conversion aurait lieu de 2026 à 2029, mais il y a encore des problèmes majeurs à surmonter avant de pouvoir aller de l'avant. Bien que la proposition de Leeds ait reçu le soutien des autorités locales et des entreprises, le gouvernement britannique a accueilli avec prudence le projet, comme une contribution au débat sur l'avenir énergétique de la Grande-Bretagne.

2.4.3 Le programme d'innovation pour l'hydrogène de l'Allemagne

Le dynamisme de l'innovation allemande en matière d'hydrogène est le fruit de l'activité industrielle traditionnelle du pays dans ce domaine depuis le début du 20^e siècle et de son partenariat avec la recherche. Mais ce n'est qu'en 2006 que les pouvoirs publics ont commencé à s'intéresser aux aspects transversaux du vecteur, conscients désormais de l'importance de l'hydrogène pour la transition énergétique. Dans le cadre du *National Innovation Program for Hydrogen and Fuel Cell Technologies* (NOW)²³, l'hydrogène doit apporter une contribution majeure aux enjeux de transition du transport (avec les piles à combustible), du chauffage de bâtiments (micro-CHP) et de la solidité du réseau électrique (stockage de l'électricité renouvelable intermittente sous forme d'hydrogène).

La deuxième phase de développement du NOW (2016-2026) va permettre à l'Allemagne de conserver son rôle de leader européen de l'hydrogène. Pour le transport, elle cible la mise en place de 400 stations de ravitaillement d'hydrogène pour 2025 et 1 000 stations pour 2030, en particulier pour satisfaire les besoins du transport collectif et du transport de marchandises. Elle veut mettre en opération, d'ici 2021, 14 trains à l'hydrogène sur le modèle du Coradia iLint (Alstom), mis en service en 2018. Elle reconduit son programme de subvention (40 % du coût) à l'installation dans les bâtiments d'unités de microcogénération d'électricité et de chaleur (micro combined heat and power system, ou micro-CHP) fonctionnant à l'hydrogène. Pour les 10 ans de cette phase, on estime que l'Allemagne pourra compter sur un budget de 3,4 milliards d'euros, dont 1,4 G\$ provenant des autorités publiques.

²³ Voir <https://www.now-gmbh.de/en/national-innovation-programme>

2.4.4 La feuille de route de l'hydrogène des Pays-Bas

Ce n'est qu'en 2017 que les autorités néerlandaises ont pris conscience que l'hydrogène pouvait avoir une contribution cruciale pour l'atteinte d'objectifs plus ambitieux de transition vers une économie à faible émission carbone²⁴. Le ministre des Affaires économiques et de la Politique climatique a alors mandaté TKI New Gas afin de définir les grandes lignes d'une feuille de route pour faire de l'hydrogène l'un des deux grands piliers de la transition énergétique aux Pays-Bas, l'autre étant celui de l'électrification²⁵. Au mieux, estime-t-on, l'électrification (éolienne et solaire) peut atteindre la cible de 50 % des besoins énergétiques du pays en 2050, ce qui laisse un solde de 50 % en combustibles à combler. Dans cette optique, l'hydrogène doit devenir le vecteur permettant de convertir, d'ici au milieu du siècle, les molécules des combustibles fossiles contenant du carbone, gazeux et liquide, par des variantes climatiquement neutres.

La feuille de route de l'hydrogène donne la priorité, à l'horizon 2030, aux industries qui utilisent déjà l'hydrogène dans leur processus de production (raffineries, ammoniac) ainsi qu'au transport routier (bus, autocar, camion). Sur l'horizon 2035, l'utilisation de l'hydrogène dans les processus de chauffe (dans les bâtiments ou à haute température dans l'industrie) permettrait d'ouvrir une nouvelle phase de transition énergétique. C'est aussi sur cet horizon de 2035 qu'on impose une proportion de 100 % d'hydrogène propre, principalement sur la base des technologies de capture et stockage de CO2 et d'importation. Enfin, sur l'horizon 2045-2050, la feuille de route étend l'utilisation de l'hydrogène propre dans toutes les activités restantes, soit le transport maritime et aérien, et dans l'industrie chimique, avec en parallèle une généralisation des technologies d'électrolyse à toute la production d'hydrogène.

2.5 Le projet d'une grappe industrielle hydrogène en Australie

Plusieurs des exemples de stratégie de développement de l'hydrogène que nous avons présentés jusqu'ici ont ceci de particulier qu'ils émergent dans des pays ou régions (Japon, Chine, Angleterre) fortement peuplés qui, même avec les hypothèses les plus généreuses, peuvent difficilement imaginer être autosuffisants en hydrogène propre. Heureusement, on trouve en contrepartie des pays qui affichent un vaste potentiel d'énergie renouvelable, en surplus de la demande locale, qui pourraient en échanger avec les pays qui connaissent une demande excédentaire.

²⁴ Cela n'est pas étranger au fait qu'un jugement en première instance de la justice du pays ordonnait, en 2015, au gouvernement de réduire les émissions de GES plus rapidement que prévu. En 2019, la cour d'appel de La Haye a confirmé la décision.

²⁵ Voir :

<https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf>.

C'est justement ce que cherchent à réaliser des promoteurs en Australie, un vaste continent relativement peu peuplé, pour échanger de l'hydrogène propre (transporté sous forme d'ammoniac) vers les pays qui envisagent des conversions vers l'hydrogène. Dans un premier temps, le projet australien H2GO, annoncé en octobre 2018²⁶, vise à expérimenter l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne pour produire de l'hydrogène par électrolyse, l'hydrogène étant ensuite utilisé pour le stockage à long terme de l'énergie dans le réseau gazier de Sydney. Dans un deuxième temps, on envisage de créer dans le Queensland, un État qui constitue déjà une plaque tournante pour l'expédition de gaz naturel liquéfié vers l'Asie, un terminal d'exportation d'ammoniac renouvelable dans la ville portuaire de Gladstone²⁷. La firme Navigant Research, qui se spécialise dans la transition énergétique, a récemment produit un rapport complet sur le potentiel de l'Australie dans les énergies distribuées, et sur le rôle que le pays pourrait jouer dans la conversion vers l'hydrogène propre dans le monde²⁸.

²⁶ Voir <https://www.energy-storage.news/news/australia-pilots-using-renewables-to-produce-hydrogen-for-long-term-energy>

²⁷ Voir <https://www.sciencemag.org/news/2018/07/ammonia-renewable-fuel-made-sun-air-and-water-could-power-globe-without-carbon>

²⁸ Voir <https://www.navigantresearch.com/reports/capitalizing-on-integrated-der-in-australia>

Les avantages de l'hydrogène pour le Québec

Considérant ce qui a été présenté dans les deux chapitres précédents, il ne fait pas de doute que le Québec peut profiter du mouvement de transition vers l'hydrogène propre pour améliorer son indépendance énergétique. Si l'on peut convenir qu'il ne se distingue pas comme un acteur significatif de l'économie de l'hydrogène, il faut néanmoins remarquer que, depuis quelques années, plusieurs acteurs politiques et économiques prennent conscience que le Québec possède des avantages indéniables pour le faire. Malheureusement, ce ne serait pas la première fois que les rendez-vous qui se dessinent soient ratés. Au début des années 1990, un projet pilote conjoint entre le gouvernement du Québec et la Commission européenne (le projet Euro-Québec Hydro-Hydrogène – EQHH), avec une mise de fonds significative de 60 M\$, dont 15 M\$ du Québec, avait permis de mettre en place les premiers éléments pour développer une filière québécoise de l'hydrogène²⁹. Or, après la réalisation de la 2^e phase du projet pilote, les promoteurs de la filière ont été incapables d'obtenir le financement des projets à finalité commerciale issus de la démarche, étant donné le désintérêt de la direction d'Hydro-Québec ainsi que des gouvernements qui se sont succédé à partir de 2003. Les choses ont-elles vraiment changé ?

Dans ce chapitre, nous verrons de façon détaillée les divers avantages d'une économie fondée sur le vecteur énergétique de l'hydrogène pour diversifier l'économie québécoise et pour contribuer à la transition mondiale vers une économie à faible émission carbone. Pour bien saisir les enjeux que soulève une conversion vers l'hydrogène, nous allons d'abord faire état de son utilisation actuelle au Québec pour, par la suite, aborder le potentiel de l'hydrogène propre dans des créneaux porteurs, en soulignant au passage la distinction importante à faire entre la production centralisée pour l'industrie et la production décentralisée pour le transport.

3.1 Provenance et utilisation actuelle de l'Hydrogène au Québec

On trouve peu de statistiques sur la production et l'utilisation de l'hydrogène au Québec, les rares données disponibles sont regroupées sous la vaste catégorie des gaz industriels. Néanmoins, nous retrouvons sur le territoire québécois les principaux acteurs mondiaux de l'industrie de

²⁹ Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR) et Société de valorisation et d'exploitation industrielle E-H₂, 2005. *Pour la création d'une filière québécoise de l'hydrogène*, Mémoire déposé dans le cadre de la Commission de l'économie et du travail dans le cadre de la consultation générale sur le secteur énergétique du Québec.

l'hydrogène que sont les Air Liquide, Linde (Messer Canada), Praxair et Air Products. Selon les informations du Centre de recherche industriel du Québec (CRIQ), les principaux sites de production de gaz industriels sont situés dans la grande région métropolitaine, le long du fleuve (Bécancour, Varenne, Saint-Augustin-de-Desmaures) et en Estrie (Sherbrooke et Magog). Autrement dit, ces sites de production sont à proximité du réseau de transport du gaz naturel au Québec, étant entendu que la quasi-totalité de la production québécoise serait issue du reformage du gaz naturel³⁰, du moins jusqu'à maintenant. Par ailleurs, ces sites de production sont en même temps près des utilisateurs de l'hydrogène, c'est-à-dire près d'activités industrielles telles que le raffinage de pétrole (Montréal et Saint-Romuald) et l'industrie métallurgique (Contrecoeur).

Comme nous le précisons plus loin, on sait de façon claire que l'unité de production d'hydrogène qu'Air Liquide possède à Bécancour a une capacité d'environ 6 000 tonnes par année (issues du reformage du gaz naturel) et que cette capacité sera augmentée, d'ici le début de 2021, de 3 000 tonnes supplémentaires en hydrogène propre (produite par électrolyse). Par ailleurs, les statistiques sur le commerce extérieur du Québec³¹ nous permettent d'établir que le Québec a exporté 5 700 tonnes d'hydrogène en 2018 et en a importé moins de 50 tonnes. Le commerce de l'ammoniac est plus important, avec des exportations de 18 000 tonnes la même année (en croissance de 55 % depuis 2015) et des importations de 8 000 tonnes³². Les États-Unis sont le partenaire presque exclusif du commerce de l'hydrogène/ammoniac avec le Québec.

3.2 L'hydrogène propre a-t-il un avenir ici ?

Les avantages de l'hydrogène issu du reformage du gaz naturel reposent sur le fait que le prix de la ressource est faible et qu'il s'agit d'une technologie mature, mais aussi parce que cette technique de production n'est pas sujette à des rendements d'échelle en fonction des niveaux de production. C'est tout le contraire pour la production d'hydrogène à partir du charbon et du pétrole lourd, qui exige des investissements importants, imposant ainsi des unités de production très centralisées. Néanmoins, peu importe la technologie utilisée, la production d'hydrogène à partir d'hydrocarbure reste, par définition, très intensive en émission de carbone : nous le répétons, pour chaque tonne d'hydrogène produit, elle émet entre 9 et 19 tonnes de CO₂, selon le type d'hydrocarbure utilisé. Dans un contexte de crise climatique, cet hydrogène n'a pas d'avenir sur le long terme.

³⁰ Comme nous le spécifions dans le premier chapitre, l'hydrogène peut être produit à partir du gaz naturel, du charbon et du pétrole. Outre le gaz naturel, on peut supposer qu'une faible part de l'hydrogène produit au Québec serait issue de sous-produit lors du raffinage du pétrole.

³¹ Statistique Canada, Base de données sur le commerce international canadien de marchandises.

³² Aux fins de comparaison, en 2018 le Canada a exporté 26 000 tonnes d'hydrogène et près d'un million de tonnes d'ammoniac.

La production d'hydrogène propre par électrolyse de l'eau, sous contrainte de l'utilisation d'énergie renouvelable, a connu de son côté des progrès remarquables et possède la particularité de pouvoir se faire à différentes échelles, selon la technologie choisie, comme nous l'avons vu au premier chapitre. Dans la présente section, nous présentons diverses possibilités qui s'offrent au Québec selon l'usage final de l'hydrogène et selon qu'il s'agit d'une production centralisée ou décentralisée. La section se terminera sur l'examen du potentiel à l'exportation de certaines régions du Québec.

3.2.1 Deux types d'usages

La production d'hydrogène, comme on a pu le démontrer dans le chapitre 1, peut se faire pour une valorisation énergétique ou non énergétique, ce dernier usage se retrouvant principalement dans le cadre industriel. Avec son électricité propre, le Québec, avec ses secteurs en transition, peut être considéré comme un acteur idoine pour le développement d'une filière hydrogène.

3.2.1.1 Hydrogène à fins énergétiques

Dans le **transport lourd**, le Québec a développé une expertise sur la transition vers une flotte électrique. Des entreprises comme Lion, basée à Saint-Jérôme, ont prouvé que le Québec peut être capable d'être acteur de la transition. Transition énergétique Québec a ainsi conclu une entente avec son homologue français, l'Agence française de l'environnement (ADEME), pour le développement du camion à hydrogène dans les deux pays³³. Par ailleurs, le gouvernement de l'Alberta a déjà lancé une initiative en ce sens, AZETEC, au sein de laquelle ce sera l'entreprise québécoise Nordresa qui installera les systèmes de propulsion électrique des deux camions qui utiliseront des piles à hydrogène produites en Colombie-Britannique³⁴.

Dans le **domaine ferroviaire**, le train peut aussi offrir une avenue de développement de solutions utilisant la pile à hydrogène. Alstom, concurrent français de Bombardier dans le secteur, a déjà développé un train qui est complémentaire de la pile lithium-ion³⁵. Le train Coradia iLint permet une meilleure efficacité électrique pour le transport et devient le premier train à hydrogène au monde³⁶. Le Québec possède les capacités pour participer au développement d'une telle technologie.

Le **Power to Gas (PtG)** est une des technologies qui ont été les plus citées pour le développement de la filière. Elle permet la conversion d'énergie électrique en énergie chimique sous forme

³³ <https://www.transportroutier.ca/nouvelles/camions-a-hydrogene-partenariat-france-quebec/>

³⁴ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1170286/camions-electriques-hydrogene-poids-lourds>

³⁵ <https://www.industrie-techno.com/article/comment-fonctionnent-les-27-trains-a-hydrogene-d-alstom-vendus-a-rmv.56155>

³⁶ <https://www.alstom.com/fr/nos-solutions/materiel-roulant/coradia-ilint-le-premier-train-hydrogene-au-monde>

d'hydrogène (H₂). Elle permet aussi de remplacer une partie du gaz consommé, soit sous sa forme H₂, soit après méthanation sous forme de méthane (CH₄) en combinant l'hydrogène à du CO₂. L'électrolyse est le procédé central. Cet hydrogène ainsi produit peut être injecté dans le réseau sous forme d'hythane³⁷ (20 % d'hydrogène et 80 % de gaz naturel) ou en remplaçant une partie du gaz naturel sous forme de GNR issu de la méthanation. Actuellement, c'est la société Hydrogenics, basée en Ontario, qui développe cette technologie. Cette avenue peut donc permettre une voie de renouvellement pour le gaz naturel.

3.2.1.2 Hydrogène à fins industrielles

Dans le cadre d'un usage industriel, on peut identifier deux secteurs clés, celui du raffinage de produits pétroliers et des biocarburants et celui de la production d'ammoniac et d'urée. Plus récemment, le secteur du raffinage des métaux est venu s'ajouter à ces usages.

Dans le contexte d'un approvisionnement avec du pétrole plus lourd (sables bitumineux) et d'un besoin en produits pétroliers de qualité toujours croissante, le raffinage de produits pétroliers nécessite une utilisation grandissante en hydrogène. Les deux raffineries au Québec (Suncor et Valéro) font ainsi face à un marché toujours plus compétitif et un approvisionnement en produits pétroliers toujours plus lourds provenant de l'Ouest canadien. Ces raffineries étant deux des plus grands émetteurs de CO₂ au Québec, un approvisionnement en hydrogène issu de l'électrolyse pourrait atténuer ces émissions.

Par ailleurs, en attendant un engagement du gouvernement du Québec pour l'instauration d'un taux de biocarburants³⁸, le développement de projets de bioraffineries nécessitera un approvisionnement en hydrogène capable de répondre aux besoins de futurs producteurs québécois. Le projet de La Tuque (BELT)³⁹ est un exemple concret illustrant les besoins en hydrogène des bioraffineries régionales valorisant les résidus forestiers ou agricoles. Plusieurs régions du Québec affichent des potentiels intéressants en matière de biomasse forestière et d'accessibilité à l'hydroélectricité pour permettre des synergies sectorielles.

L'ammoniac est un élément de base pour la production d'engrais chimiques. Sa production est possible directement grâce au procédé de « Power to Ammonia », technologie analogue au Power to Gas pour injection de gaz dans le réseau⁴⁰. La production d'urée tel qu'envisagé par le projet IFFCO fait état d'une forte demande en gaz naturel pour permettre son développement. Une

³⁷ Voir <http://www.thesaurus.gouv.qc.ca/tag/terme.do?id=14640>

³⁸ Un projet de règlement du MERN viserait 10% de carburant renouvelable dans l'essence et 2% dans le diesel pour 2021 et 15% et 4% en 2025 : <https://www.newswire.ca/fr/news-releases/biocarburants-prepublication-du-projet-de-reglement-concernant-le-volume-minimal-de-carburant-renouvelable-dans-l-essence-et-le-carburant-diesel-865520766.html>

³⁹ <http://www.ville.latuque.qc.ca/Document/BELT/LT-VISION2023-25-CCIHSM.pdf>

⁴⁰ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128517302320>

telle approche qui devient de plus en plus compétitive pourrait permettre de développer une alternative à l'utilisation d'énergies fossiles⁴¹.

À ses différentes étapes de traitement, le raffinage de l'acier pourrait aussi profiter de l'hydrogène propre. À l'heure actuelle, au premier stade d'exploitation, les boulettes de minerai de fer sont transformées en fer métallique par réduction dans un haut fourneau. L'oxyde de fer et le carbone (coke de pétrole ou de charbon) réagissent pour former du fer métallique, en dégageant cependant beaucoup de CO₂. Grâce au nouveau procédé HYBRIT, basé sur la réduction directe du minerai de fer à l'aide d'électricité et d'hydrogène, ce dernier réagit avec l'oxyde de fer pour produire du fer métallique et de la vapeur d'eau. C'est ce procédé innovateur qui a permis à trois entreprises suédoises (SSAB, LKAB et Vattenfall) de s'engager à ne plus utiliser d'énergies fossiles d'ici 2045 pour leur production d'acier⁴². Les minières de la Côte-Nord pourraient-elles s'en inspirer pour adopter une telle approche de chaîne de valeur propre ?

3.2.2 Production centralisée

Globalement, nous estimons qu'une production d'hydrogène propre centralisée, associée à l'hydroélectricité à bas prix, permettrait de concurrencer les autres sources de production d'hydrogène et de diminuer l'empreinte carbone des industries utilisatrices actuelles, voire d'attirer ici des industries qui voudraient s'engager dans une transition énergétique pour leur production. Un développement industriel à proximité des sites de production permettrait à la fois de minimiser les investissements en infrastructures (stockage ou pipeline) et de pouvoir profiter au maximum de la disponibilité de l'hydroélectricité québécoise.

L'annonce récente, par Air Liquide, de la construction à Bécancour du plus grand électrolyseur PEM au monde, d'une capacité de 20 MW, démontre clairement le potentiel québécois pour ce créneau. Avec une production s'élevant à 3 000 tonnes d'hydrogène propre par an⁴³, cet investissement augmentera la capacité actuelle de son site de production d'hydrogène de 50 % et permettra d'éviter l'émission de 27 000 tonnes de CO₂ par rapport au procédé de production traditionnel. Il faut souligner qu'un autre projet de production d'hydrogène propre, qui utilise la même technologie à membrane de proton, a récemment été présenté par le géant allemand Hy2gen AG. Installé à Varennes, cet électrolyseur exigerait un investissement de l'ordre de 120 M\$⁴⁴. Ces nouveaux projets de production d'hydrogène par électrolyse sont

⁴¹ <https://ammoniaindustry.com/renewable-ammonia-competitive-with-smr-technology-today-in-the-right-place/>. Voir plus loin p. 27, le projet IFFCO a été abandonné en septembre 2019

⁴² Voir <https://www.enerzine.com/production-dacier-processus-revolutionnaire-a-base-de-minerai-sans-energie-fossile/29233-2019-09>

⁴³ Voir <https://www.hydrogenics.com/2019/02/25/hydrogenics-to-deliver-worlds-largest-hydrogen-electrolysis-plant/>. Mentionnons qu'Air Liquide est devenu partenaire de la firme canadienne Hydrogenics, qui fournira l'électrolyseur PEM, en prenant une part significative dans son capital.

⁴⁴ <https://www.lareleve.qc.ca/2019/05/31/une-societe-europeenne-veut-construire-une-centrale-de-production-industrielle-dhydrogene-a-varennes/>. La firme Greenfield, un producteur d'éthanol déjà présent dans le Novoparc de Varennes, serait un partenaire de ce projet.

probablement encouragés par le programme de rabais de tarifs d'électricité pour favoriser les investissements majeurs, présenté dans le budget québécois de 2016.

Le contexte serait donc approprié pour envisager de stimuler des investissements de ce type pour les autres sites de production d'hydrogène au Québec. Ces investissements permettraient tout à la fois de décarboniser les applications actuelles de l'hydrogène, mais aussi d'ouvrir des débouchés pour de nouvelles applications, telles que les procédés industriels à haute température, le chauffage ou la production d'électricité. À cet égard, les expériences en cours au Japon et en Allemagne nous incitent à penser que la centrale au gaz naturel de Bécancour pourrait être convertie en centrale à l'hydrogène ou à l'ammoniac propre. Cette conversion offrirait à HQ la possibilité d'utiliser la centrale lors des pointes d'hiver sans alourdir son empreinte carbone, tout en mettant un terme aux pénalités de 100 M\$ par an qu'elle doit verser pour sa non-utilisation. On peut aussi penser que les éventuels surplus des sites de production d'hydrogène propre pourraient être injectés dans le réseau de gaz naturel, qui jouxte les sites. Cet apport en hydrogène propre pourrait faciliter l'atteinte plus rapide de la norme de contenu en GNR imposée aux distributeurs de gaz naturel (5 % pour 2025) et, en outre, elle pourrait même permettre de hausser cette norme puisque l'hydrogène peut être combiné au gaz naturel à hauteur de 20 % sans exiger de modification au réseau ou aux appareils utilisant le gaz naturel.

Il serait également possible d'envisager des projets de production d'hydrogène propre de plus grande ampleur (de 100 MW et plus⁴⁵), en recourant à la technologie d'électrolyseur alcalin ou encore en investissant, en partenariat avec les acteurs concernés, dans le développement commercial de la technologie SOEC (voir la présentation des technologies d'électrolyse dans la section 1.1.3). À cet égard, les projets de production d'urée granulaire qui se sont succédé pour le parc industriel de Bécancour mériteraient une attention renouvelée en les traitant sous l'angle du développement d'une filière d'hydrogène/ammoniac propre. Ce serait d'autant plus pertinent que la plus récente version du projet, déposé en décembre 2017 puis officiellement abandonné en septembre 2019, prévoyait l'ajout d'une unité de production de méthanol pour profiter de la « synergie » des émissions élevées de CO₂⁴⁶. Si ce projet voulait produire ce méthanol en récupérant une partie du carbone émis par l'utilisation massive du gaz naturel, un projet remanié, qui s'alimenterait en hydrogène issu de l'électrolyse plutôt que du reformatage du gaz naturel, pourrait quant à lui produire du méthanol en utilisant les émissions de carbone issues des activités polluantes d'autres entreprises du parc industriel de Bécancour, créant ainsi un véritable effet d'économie circulaire. La région en sortirait gagnante à tous les points de vue en développant une chaîne de valeur à faible émission carbone.

⁴⁵ En France, le spécialiste mondial des électrolyseurs H₂V vient de signer un partenariat pour ses deux projets d'hydrogène vert de 200 MW de Port-Jérôme, en Seine-Maritime, et de Dunkerque.

⁴⁶ Comme nous l'indiquons à la section 1.2.1, le principe de méthanation permet de combiner de l'hydrogène avec du carbone pour produire du méthane de synthèse ou du méthanol. Pour la plus récente version du projet de production d'urée de Bécancour, voir :

http://www.ree.environnement.gouv.qc.ca/projet.asp?no_dossier=3211-14-040.

3.2.3 Production décentralisée

La technologie par membrane d'électrolyse à proton rend aujourd'hui accessible des systèmes d'électrolyseur plus petits, de moins de 10 MW, qui offrent un fonctionnement flexible pour répondre à une demande décentralisée, en diminuant les coûts de stockage et de transport. Les usages d'une production décentralisée de l'hydrogène sont multiples, mais nous en aborderons deux seulement dans cette section : dans les réseaux autonomes et dans le secteur du transport.

Le projet-pilote de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable de TUGLIQ ÉNERGY mis sur pied à la mine RAGLAN de Glencore, dans le Nord québécois, constitue un exemple intéressant de production décentralisée⁴⁷. Ce projet repose sur une éolienne de 3 MW, conçue pour les conditions de l'Arctique, raccordée à un système innovateur de stockage configuré dans une architecture à trois volets : un volant d'inertie de stockage d'énergie à transitoires rapides de 200 kilowatts (kW)/1,5 kilowattheure (kWh), afin de filtrer les variations importantes de l'énergie éolienne de courte durée ; une batterie au lithium-ion de 200 kW et de 250 kWh pour le démarrage des piles à combustible lors de transition d'état ; enfin, un électrolyseur de 200 kW/1 MWh jumelé à des piles à combustible PEM de 198 kW. Suite au succès de la première phase, une 2^e éolienne a été ajoutée en 2018. Au final, ce réseau d'énergie renouvelable représente 10 % de l'énergie consommée de la mine RAGLAN.

Pour son utilisation dans les transports, nous réitérons notre conviction qu'étant donné la position extrêmement concurrentielle de la technologie des véhicules électriques à batterie (VEB) au Québec, nous ne voyons pas l'intérêt de mettre une priorité pour répondre à la demande des petits véhicules électriques à pile à combustible (VEPC). Il faut plutôt privilégier le transport sur longue distance, secteur où la technologie des VEB est confrontée à diverses contraintes, par exemple le poids des batteries ou l'utilisation de matières rares ou stratégiques. Dans ce dernier cas, l'utilisation des technologies associées aux VEPC⁴⁸ dans le transport lourd permettrait de diminuer les pressions sur l'usage des matériaux stratégiques tels que le lithium, le cobalt ou les terres rares qui suivront l'électrification massive des petits véhicules dans les années à venir.

Les spécialistes prévoient que l'arrivée prochaine sur le marché des camions de Nikola Motor⁴⁹ permettra de provoquer le même effet sur les véhicules lourds que Tesla a eu sur les véhicules légers : soit d'accélérer la transition vers les véhicules électriques dans leur catégorie. C'est à partir de 2020 que le fabricant californien Nikola commencera à commercialiser ses trois modèles de camions électriques de classe 6 à 8, destinés à l'Amérique du Nord et à l'Europe. La version longue distance du Nikola One sera exclusivement alimentée à l'hydrogène, avec une autonomie prévue de 1 300 km et un temps de recharge de 15-20 minutes alors que les deux autres modèles de camion électrique (Nikola Two pour l'Amérique du Nord et Nikola Tre pour l'Europe), avec

⁴⁷ <https://www.rncan.gc.ca/energie/financement/programmes-financement-actuels/iei/16663>.

⁴⁸ Les électrolyseurs utilisent de l'aluminium, de la pérovskite et de la silice, soit des métaux relativement abondants, alors que les piles à combustible utiliseraient une quantité relativement équivalente de platine à celle actuellement en usage dans les convertisseurs catalytiques des véhicules à combustion. Voir <https://www.navigantresearch.com/news-and-views/hydrogen-momentum-continues>.

⁴⁹ Voir <https://nikolamotor.com/motor>.

des autonomies plus courtes, auront la possibilité d'être dotés de pile à combustible ou de batterie lithium-ion, selon le choix du client⁵⁰.

L'arrivée des camions de Nikola est aussi liée à l'innovation du fabricant d'électrolyseurs Nel Hydrogen⁵¹, une division de la société norvégienne Nel ASA. La firme a en effet remporté un contrat pour la livraison de 448 électrolyseurs et du matériel de ravitaillement auxiliaire à Nikola Motor dans le cadre du développement d'une infrastructure de stations d'hydrogène aux États-Unis pour accompagner le déploiement de sa flotte. Dans la foulée, Nel a annoncé la construction de la plus grande usine de fabrication d'électrolyseurs, entièrement automatisée et capable de fournir des électrolyseurs plus performants à un coût qui change la donne pour la production décentralisée d'hydrogène. On peut illustrer les impacts de ces innovations en prenant l'exemple de l'électrolyseur Proton PEM conteneurisé Série M de Nel. À un coût d'acquisition de 3 M\$ US, cet électrolyseur d'une capacité de 2 MW pourra produire autour de 900 kg de H₂ par jour. En raison de la baisse du coût en capital de l'investissement, d'un taux élevé d'utilisation et du faible prix de l'électricité, nous estimons que cette technologie de Nel permettrait d'offrir l'hydrogène à moins de 5 \$ par kg au Québec⁵². Il faut par ailleurs savoir que cette année, Nel, Air Liquide, Hyundai, Nikola Motor, Shell et Toyota ont signé un protocole d'entente concernant une standardisation des composants de ravitaillement en hydrogène, dans le but de faciliter une normalisation et une mise en marché rapide des camions lourds⁵³.

Outre les camions, le choix de l'hydrogène s'avère aussi pertinent pour le transport de longue distance par autocar ou par train, pour le transport maritime, voire pour l'aviation. L'Allemagne a déjà mis en service deux rames du train Coradia iLint fonctionnant à l'hydrogène. Conçu en France et assemblé en Allemagne par Alstom, le Coradia iLint a une autonomie de 1000 km et ne nécessite pas de lourde infrastructure d'électrification tout au long du parcours⁵⁴. C'est la raison principale pour laquelle le Royaume-Uni a récemment modifié son plan d'électrification ferroviaire de 2012 : les coûts du concept initial de 4,2 milliards de livres ont été passablement réduits en choisissant de convertir la flotte de trains électriques avec caténaire en flotte de trains à pile à combustible d'Alstom⁵⁵. Pour le transport maritime, quelques créneaux vont permettre à l'hydrogène de prendre un essor important dans les années à venir. Que ce soit en Norvège⁵⁶, en

⁵⁰ Les précommandes pour les camions Nikola sont évaluées à 12 milliards \$, dont 380 millions \$ pour le Nikola Tre, voir <https://fuelcellsworld.com/news/nikola-oversubscribes-c-round-with-210-million/>.

⁵¹ Voir <https://nelhydrogen.com/press-release/constructing-the-worlds-largest-electrolyzer-manufacturing-plant/c>

⁵² À titre de comparaison, la première station à hydrogène québécoise, située sur le boulevard Wilfrid-Hamel, à Québec, a coûté 5,2 M\$CA et doit produire 200 kg par jour, pour un prix de vente de 10 \$ du kg, voir <https://www.lesoleil.com/auto/une-premiere-station-de-ravitaillement-a-hydrogene-au-quebec-dici-trois-semaines-8a60bb093d5652fe5ef9697910378a80>.

⁵³ Voir <https://www.greencarcongress.com/2019/02/20190226-nel.html>.

⁵⁴ Voir <http://www.automobile-propre.com/breves/le-train-a-hydrogene-dalstom-mis-en-service-en-allemande/>.

⁵⁵ Voir <https://cleantechnica.com/2018/05/15/no-electricity-no-problem-uk-hopes-to-solve-diesel-train-problem-with-hydrogen/>

⁵⁶ Voir <https://www.bateau-electrique.com/actualites/norled-va-construire-son-premier-ferry-hydrogene/>

Écosse⁵⁷ ou en France⁵⁸, les projets de traversier à l'hydrogène se multiplient à mesure que la technologie des électrolyseurs et des piles à combustible diminue leurs coûts. Les navires de cabotage et de recherche vont aussi représenter des débouchés, comme on a pu le voir récemment lorsque le gouvernement fédéral a lancé un appel d'offres pour la conception de nouveaux navires écologiques de la Garde côtière canadienne, qui utiliseront des piles à hydrogène⁵⁹.

Dans l'aviation, la technologie des piles à combustible s'avère un choix judicieux dans le contexte où ce mode de transport commence à être sérieusement remis en cause. Timidement, on voit apparaître les premiers prototypes dans le ciel. Aux États-Unis, la Federal Aviation Administration a autorisé ZeroAvia, basée à Hollister en Californie, à exploiter un prototype alimenté par une pile à combustible à l'hydrogène pour des vols d'essai. Le prototype utilise un avion de la classe Piper M pouvant accueillir 6 personnes, mais la société signale qu'elle vise à construire des avions pouvant transporter de 10 à 20 passagers sur des vols ne dépassant pas 500 milles (833 km). ZeroAvia affirme que ses avions seront moins chers à fabriquer et à exploiter que les avions conventionnels⁶⁰. Il faut cependant être conscient que la démarche sera longue avant de voir les premiers vols commerciaux se réaliser. Zunum Aero, une start-up soutenue par des poids lourds tels que Boeing et JetBlue, qui partageait avec ZeroAvia un plan d'affaires visant de petits avions de 9 à 12 places pour de courts trajets régionaux, a récemment cessé ses activités après avoir épuisé toutes ses ressources financières.

Toujours pour l'aviation, la décision récente de l'Organisation de l'aviation civile internationale de mettre en œuvre un Régime de compensation et de réduction de CO₂ (en anglais, *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* – CORSIA) va dorénavant obliger les compagnies aériennes à compenser les émissions annuelles qui dépasseront le niveau de 2019, soit en achetant des crédits carbone, soit en utilisant des carburants propres. Dans ce contexte, nous allons voir émerger plusieurs solutions de carburants alternatifs pour répondre à cette nouvelle demande. Parmi ces solutions, la firme québécoise Groupe Conseil Carbone (GCC) propose un projet d'économie circulaire innovante, sur la base d'hydrogène propre et de capture de carbone pour produire un kérosène propre, qui permettrait de réduire de 80 % les émissions GES d'un avion. Pour ce faire, la firme a regroupé plusieurs acteurs québécois dans le consortium SAF+ pour démontrer la viabilité du projet⁶¹.

⁵⁷ Voir <https://www.breizh-info.com/2018/02/27/90059/ferry-hydrogene-ecossais-bretagne>

⁵⁸ Voir <https://www.vinci-energies.com/notre-actualite/actualites/enr-et-pile-a-hydrogene-pour-propulser-un-ferry/>

⁵⁹ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/580903/nouveaux-navires-garte-cotiere-canadienne-piles-hydrogenes>.

On prévoit construire ces navires dans le chantier naval Seaspan Marine à Vancouver.

⁶⁰ Voir <https://cleantechnica.com/2019/08/20/zeroavia-testing-hydrogen-powered-electric-airplanes/>.

⁶¹ Alexandru Iordan et Pascal Geneviève, « Économie circulaire pour l'aviation. Transformer les émissions industrielles en carburant propre », *Vecteur environnemental*, septembre 2019.

3.2.4 Le potentiel des régions pour l'exportation

En s'inspirant de ce qui se fait en Australie, l'avenir de l'hydrogène propre au Québec devrait passer par des efforts de développement régional ciblé. Pour des raisons évidentes, le parc industriel de Bécancour, grâce à la grappe d'activités qui s'y est déjà développée ainsi que de sa proximité vers les principaux marchés industriels au Canada et aux États-Unis, doit devenir l'un des pôles de l'économie de l'hydrogène propre en Amérique du Nord. Cependant, la région de la Côte-Nord, grâce à la proximité des grands barrages hydroélectriques, de ses ports et du potentiel de demande en hydrogène propre du côté des alumineries, peut devenir un autre pôle majeur de l'hydrogène propre, en visant en particulier les exportations d'hydrogène propre ou de ses dérivés (ammoniac, méthanol ou méthane zéro carbone).

La région ne partirait pas de rien puisque les Nord-Côtiers ont déjà commencé à s'activer dans le domaine. La firme HydrAmmonia, de Havre St-Pierre, travaille depuis quelques années pour devenir le leader canadien dans le domaine de la production d'ammoniac propre et de ses dérivés, incluant des « engrais verts, dans le plus grand respect des normes environnementales et des principes de développement durable »⁶². Pour l'instant au stade de la réalisation d'un modèle de démonstration, l'entreprise a l'ambition de projeter une phase industrielle de production d'ammoniac propre de 1000 tonnes par jour, avec des besoins de puissance de 500 MW, à l'horizon de 2022-2025.

Des projets semblables existent ailleurs dans le monde. Par exemple, une firme française a sur la planche à dessin un concept innovant d'usine d'électrolyse de grande capacité (60 MW) pour la valorisation des énergies renouvelables, dont une part de la production est actuellement perdue⁶³. L'un des marchés visés par la firme est la Chine, dont les grands barrages perdent une quantité impressionnante d'énergie produite faute de débouchés. Elle évalue que les pertes de 40 TWh d'énergie hydraulique non injectée dans le réseau électrique permettraient d'alimenter l'équivalent de 200 projets d'une cinquantaine de MW d'électrolyseurs. Cette firme française se nomme AREVA H2Gen et elle regroupe le géant français énergétique AREVA, l'Agence française de l'environnement (ADEME) ainsi que le fonds SMART ENERGIES. Elle est aussi partenaire de plusieurs programmes de développement et de R&D français et européens.

⁶² Voir http://hydr ammonia.com/fr/projet_hydr ammonia/.

⁶³ Voir <https://www.cartier-rp.fr/service-presse/dossier-de-presse/electrolyse-hydrogene-areva-h2gen-s-envole-pour-la-chine,443.html>

Tableau 1. Récapitulatif du potentiel en hydrogène

Acteur	Application	Lieu
Productions		
Air liquide	Industrielle (projet) centralisée (6000 T/an)	Bécancour
Hydrogenics	Énergétique décentralisée/centralisée	À définir
TC Énergie/Hydro-Québec	Énergétique centralisée (ammoniac)	Bécancour
Tugliq Energy	Énergétique décentralisée	Nord du Québec
Applications		
TEQ/ADEME	Énergétique : Transport lourd (proposition)	RMR
Bombardier	Énergétique : Ferroviaire (proposition)	À définir
Suncor/Valéro	Énergétique : Raffineries	RMR/Québec
BELT/Greenfield	Énergétique : Bioraffineries	Mauricie/RMR
Groupe Conseil Carbone	Énergétique : Aviation	RMR
Filière métallurgique	Industrielle	Côte Nord
À définir	Industrielle : Urée granulaire	Bécancour
Hydr ammonia	Industrielle (projet) : Ammoniac (100 T/jour)	Côte - Nord

Un plan québécois pour l'hydrogène propre

Pour faire prendre au Québec la voie d'une économie de l'hydrogène, il faut immédiatement formuler un plan d'action. Le succès d'un plan de transition vers l'hydrogène propre va dépendre d'une multitude de facteurs. Parmi ces facteurs, le prix de l'électricité, les rendements d'échelle et l'innovation sont les éléments sur lesquels il faudra agir en priorité. Le gouvernement du Québec pourrait jouer un rôle déterminant pour l'émergence de pôles de production d'hydrogène propre en offrant un bloc d'énergie à bas coût, en facilitant l'atteinte de seuils critiques de développement des écosystèmes dans des régions ciblées et finalement en adaptant ses programmes de R&D et d'innovation aux enjeux particuliers associés à ce vecteur énergétique et à ses dérivés (en particulier l'ammoniac). Dans certains cas, il s'agit d'atteindre un niveau suffisamment élevé de production d'équipements ou d'hydrogène pour profiter de rendements d'échelle élevés, alors que dans d'autres il faut plutôt miser sur des sites de production décentralisée pour favoriser la diffusion des innovations des piles à combustible dans les divers créneaux d'utilisation.

4.1 Des actions dans le court terme

Les actions que le gouvernement devrait adopter dans le court terme, sur un horizon de trois à cinq ans, doivent permettre de créer une nouvelle dynamique en faveur d'une filière de l'hydrogène propre au Québec. Il faut rapidement mandater Hydro-Québec et la Régie de l'énergie pour formuler les grandes lignes d'un programme de rabais de tarifs d'électricité et d'un bloc d'énergie pour la production d'hydrogène/ammoniac propre avec une clause de renoncement lors des périodes de pointe, comme cela vient d'être fait pour la nouvelle catégorie de consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Pour le secteur industriel, le gouvernement doit par ailleurs identifier dans l'énoncé d'un plan Hydrogène les industries qui seront privilégiées dans le court terme pour sa politique de transition vers l'hydrogène propre. Par exemple :

- Il faudrait en premier lieu travailler avec les industries qui sont déjà des utilisateurs de l'hydrogène ou de l'ammoniac (les raffineries, la métallurgie, les cimenteries, la production alimentaire, l'électronique et les cosmétiques) pour qu'elles s'engagent à verdir leur consommation d'hydrogène/ammoniac propre à hauteur de 50 % d'ici 3 à 5 ans ;

- Il faut aussi rapidement cibler les industries qui pourraient être admissibles à des projets de démonstration pour de nouvelles utilisations de l'hydrogène/ammoniac propre (p.ex. les industries qui ont des procédés de chauffe à haute température ou qui produisent de l'électricité à partir de gaz) de manière à ce que des sites de démonstration puissent émerger dans les prochains trois à cinq ans.

Nous reviendrons plus loin sur des propositions plus spécifiques en faveur d'un programme pour les projets-pilotes de démonstration sur l'hydrogène propre dans l'industrie. Mais on peut d'ores et déjà souligner que c'est justement grâce à ce type de programmes (du gouvernement fédéral) que la preuve a été faite qu'un réseau intelligent d'électricité renouvelable comme celui de TUGLIQ ÉNERGY à la mine RAGLAN de Glencore (voir chapitre précédent) est tout à fait pertinent. Ce modèle de réseau intelligent pourrait maintenant servir pour une duplication à large échelle dans les régions éloignées pour remplacer les réseaux autonomes d'Hydro-Québec alimentés au diesel.

Puisqu'une certaine quantité d'hydrogène peut être injectée dans le réseau de gaz naturel sans nécessiter de modifications aux infrastructures, aux équipements et à la plupart des appareils utilisateurs (généralement on parle d'une part maximale de 20 % d'hydrogène), le gouvernement devrait par ailleurs s'engager à rendre l'hydrogène propre admissible à la norme de contenu en GNR imposée aux distributeurs de gaz naturel. En vertu de l'article 112 de la loi sur la Régie de l'énergie, le contenu en GNR est présentement établi à 1 % en 2020, 2 % en 2023 et 5 % en 2025⁶⁴. En comparaison, le gouvernement de la Colombie-Britannique a établi sa cible de contenu en GNR à 15 % pour 2030⁶⁵. Grâce à l'hydrogène propre, la loi sur les normes québécoises de GNR devrait être bonifiée dans la première année de la mise en œuvre d'un plan de transition pour qu'elle vise dorénavant des cibles de 2 % en 2020, 4 % en 2023, 10 % en 2025 et 20 % en 2030.

Pour les enjeux du transport, il faudrait établir d'entrée de jeu que les actions du plan de transition vers l'hydrogène propre seront centrées sur les segments où la technologie des batteries pose toujours un certain nombre de difficultés pour l'électrification du transport (coût, poids, matières stratégiques utilisées) :

- le transport de personnes ou de marchandises de longue distance (camion de classe 8, autobus interurbain) en ciblant plus spécifiquement les flottes de véhicules ;
- le transport sur rail pourrait être envisagé dans le cadre d'une stratégie d'électrification des trains de banlieue, les locomotives à pile à combustible permettant ainsi d'éviter les coûts d'infrastructure pour l'installation des dispositifs aériens de caténaires ;
- finalement, dans le transport maritime, les traversiers, les navires de ravitaillement qui font du cabotage sur les côtes québécoises et les bateaux de recherche et de sauvetage

⁶⁴ Voir <https://mern.gouv.qc.ca/energie/innovation/bioenergie/>

⁶⁵ Voir <https://www.mccarthy.ca/en/insights/blogs/canadian-era-perspectives/shifting-green-gear-bc-releases-updated-climate-change-strategy>

seraient les trois créneaux pour lesquels les chantiers maritimes québécois (Davie, Groupe maritime Verreault, Méridien Maritime et Chantier naval Forillon) pourraient s'ouvrir à de nouvelles opportunités commerciales en proposant une propulsion électrique alimentée par pile à combustible ou hybride (hydrogène-diesel, hydrogène à batterie).

Pour tous ces segments ciblés du secteur de transport, il faut partir d'une feuille vierge, puisque pratiquement aucune initiative de ce genre n'a encore émergé au Québec. Pour cette raison, la réalisation des propositions que nous venons de formuler dans le transport, et pour les autres créneaux privilégiés d'un plan Hydrogène, implique d'ajuster les programmes actuels de R&D, de démonstration et d'innovation, ou sinon d'en créer de nouveaux, afin de répondre aux enjeux de la filière hydrogène. Il faudrait accorder une certaine priorité aux créneaux déjà identifiés, en lançant au besoin des appels de projets pour certains d'entre eux. Dans la liste qui suit, nous en énumérons quelques-uns, en identifiant des partenaires potentiels pour contribuer à ces projets :

- Développement de turbines à gaz à l'hydrogène ou à l'ammoniac pour la production d'électricité ou, éventuellement, pour l'aviation (avec des entreprises telles que Pratt & Whitney ou Rolls-Royce) ;
- Développement de technologies permettant l'utilisation de l'hydrogène ou de l'ammoniac pour les procédés utilisant la chaleur à très haute température (avec un consortium d'entreprises des secteurs de l'acier, de l'aluminium et du ciment) ;
- Projet-pilote de démonstration du procédé HYBRIT pour la réduction directe du minerai de fer en partenariat avec les organismes de développement économique de la Côte-Nord et les minières intéressées ;
- Projet-pilote de production de carburant à base d'hydrogène propre tel que le méthane, le méthanol et le kérosène (avec Énergir et le consortium SAF+) ;
- Projet-pilote de démonstration d'un système d'électrolyseur et d'un réseau de pompes de ravitaillement pour un parc de véhicules lourds (avec des propriétaires publics ou privés de flottes de véhicules lourds) ;
- Application de la technologie des piles à combustible à la motorisation de véhicules lourds (avec PACCAR⁶⁶, Lion, Groupe Volvo-Prévost) ;
- Application de la technologie des piles à combustible à la motorisation de locomotives (avec Bombardier Transport) ;
- Application de la technologie des piles à combustible à la motorisation de navires (avec un consortium composé des chantiers maritimes et de TM4) ;

⁶⁶ Le fabricant PACCAR regroupe les marques Kenworth, Peterbilt et DAF Trucks. Kenworth travaille déjà avec Toyota sur le développement d'un camion lourd (de classe 8) à l'hydrogène. Voir <https://www.guideautoweb.com/articles/49107/toyota-et-kenworth-collaborent-sur-un-poids-lourd-a-l-hydrogene/>

- Développement de systèmes de stockage de l'hydrogène, dont des réservoirs à haute pression de nouvelle génération, plus performants et légers (avec le fabricant de réservoir Spectra Premium et le fabricant de réservoir de camion pour le transport de gaz Pro-Par).

Pour appuyer ces démarches de R&D, de démonstration et d'innovation, le plan Hydrogène devrait aussi avoir un volet pour consolider les centres et instituts de recherche existants qui recouvrent les divers domaines couverts par la transition vers l'hydrogène propre. Outre l'Institut de l'hydrogène affilié à l'UQTR, il faudrait revoir les mandats de certains Centres collégiaux de transfert de technologie (CCTT) afin de bonifier ceux qui développent des expertises qui pourraient être mises au service de la transition vers l'hydrogène propre. On peut par exemple supposer que Nergica, Innovation Maritime Développement et le Centre national en électrochimie et en technologies environnementales pourraient jouer un tel rôle. Cette bonification devrait se faire sur un horizon de 3 ans.

4.2 Sur le moyen et le long terme

Un Plan Hydrogène du Québec devrait viser, sur le moyen et le long terme, non seulement verdir l'ensemble de la production d'hydrogène au Québec, mais aussi faire de ce vecteur énergétique versatile le meilleur substitut pour convertir tous les combustibles fossiles, gazeux et liquides, qui ne pourront pas être remplacés par les efforts d'électrification. Dans cette optique, il faut se donner des cibles à atteindre dans chacun des secteurs privilégiés. Par exemple, sur l'horizon de 2030, nous estimons que le Québec pourrait viser :

- 100 % d'hydrogène propre pour l'industrie ;
- 100 % d'hydrogène propre pour le transport ;
- 100 % d'hydrogène ou d'ammoniac propre pour l'exportation ;
- et que la part de l'hydrogène propre représente de 60 à 75 % du 20 % de contenu en GNR imposée aux distributeurs de gaz naturel.

Sur le plus long terme, le Québec peut évoquer les exemples du Japon et des Pays-Bas pour se donner l'ambition de faire de l'hydrogène le vecteur permettant de convertir, sur l'horizon 2050, les molécules des combustibles fossiles contenant du carbone, gazeux et liquide, par des variantes climatiquement neutres pour les activités qui n'auront pu être remplacées par les efforts d'électrification.

Afin d'accélérer la mise en œuvre des projets de production qui permettraient d'atteindre ces cibles, le gouvernement doit encourager les spécialistes tels que le Français Air Liquide et l'Allemand Hy2gen AG à développer plus activement leurs activités au Québec dans l'hydrogène

propre. On peut aussi envisager l'opportunité pour Hydro-Québec, à travers la création d'une filiale qui serait dédiée aux nouvelles énergies renouvelables (HQ-NER), d'investir dans des projets de production d'hydrogène propre, seul ou en partenariat, pour accélérer cette transition. Dans la foulée, cette filiale pourrait par exemple se porter acquéreur de la centrale au gaz naturel de Bécancour (Trans-Canada Pipeline) pour en faire la plus grande centrale électrique à l'hydrogène/ammoniac propre dans le monde. Avec une telle centrale, la société d'État résoudrait la plus grande partie de ses problèmes de puissance lors des grandes périodes de pointe d'hiver.

Concernant la volonté de faire du Québec l'une des grandes régions exportatrices d'hydrogène et d'ammoniac propre, nous estimons que le gouvernement devrait travailler en partenariat avec les intervenants des régions concernées pour en faire d'ici 2030 des plateformes de classe mondiale. Outre Bécancour, qui pourrait développer une grappe industrielle dans ce domaine grâce à un projet remanié d'urée à faible contenu de carbone, la région de la Côte-Nord devrait être considérée comme région prioritaire pour mettre en place les infrastructures en ce sens et pour faire de ce créneau un nouvel axe d'exportation. Mais les Nord-Côtiers pourraient aussi, dans cette optique, s'inspirer des entreprises suédoises pour adopter une vision plus large de la chaîne de valeur de l'hydrogène propre dans l'industrie, en s'engageant par exemple à ne plus utiliser d'énergies fossiles d'ici 2045 pour la production de fer.

Tableau 2. Les pôles principaux du plan hydrogène

Région	Filières	Échéance
Bécancour	Industrielle (projet) centralisée (6000 T/an) Filières d'exportation : Énergétique centralisée (ammoniac) Industrielle : Urée granulaire	Court terme Moyen terme Long terme
Mauricie	Énergétique : Bioraffineries Énergétique décentralisée/centralisée Recherche, innovation et transfert technologique	Court terme Court terme Court terme
Côte Nord	Énergétique décentralisée Industrielle : Métallurgie Filière d'exportation : Industrielle (projet) : Ammoniac (100 T/jour)	Court terme Moyen terme Moyen terme
RMR	Énergétique : Transport lourd (proposition) Énergétique : Ferroviaire (proposition) Énergétique : Raffineries Énergétique : Bioraffineries Énergétique : Aviation	Court terme Moyen-long terme Court terme Court terme Moyen terme

