



ÉTUDE SUR LE POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DE L'HYDROGÈNE AU QUÉBEC ET SON POTENTIEL POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



**VOLET A :
PORTRAIT RÉGIONAL,
CANADIEN ET INTERNATIONAL
ACTUEL DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE**

**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**

UNIVERSITÉ
D'INGÉNIERIE



AOÛT 2020
PHILIPPE A. TANGUY
JAMAL CHAOUKI
LOUIS FRADETTE
MANIA NEISIANI
OUMAROU SAVADOGO



La préparation de ce document a été rendue possible grâce à la contribution des personnes suivantes :

ANALYSE ET RÉDACTION

Philippe A. Tanguy, ing. PhD
Directeur général de Polytechnique Montréal

Jamal Chaouki, ing. PhD
Professeur titulaire,
Polytechnique Montréal

Louis Fradette, ing. PhD
Professeur titulaire
Directeur, département de génie chimique
Polytechnique Montréal

Mania Neisiani, M.Sc. M.B.A.

Oumarou Savadogo
Professeur titulaire
Polytechnique Montréal

RÉVISION

Michel Carreau
Directeur global projet hybrid et micro-réseau
Hatch Inc.

Jean-Christophe Lanoix
Associate Director France
HINICIO France

Martin Simonneau, PhD, Chercheur,
Electrification efficace et systèmes énergétiques Intégrés
Direction Recherche et Innovation-Distribution
Hydro-Québec

GRAPHISME

AVION ROUGE
Jean-Christophe Charlier
Président et directeur artistique
Isabelle Robida
Designer graphique

COORDINATION

Richard Gagnon, ing. PhD
TEQ

© Polytechnique Montréal et Transition énergétique Québec, 2020

Référence à citer

Philippe A. Tanguy, Louis Fradette, Jamal Chaouki, Mania Neisiani, Oumarou Savadogo, 2020. *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet A : Portrait régional, canadien et international actuel de l'économie de l'hydrogène*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal, 80 p.

[en ligne] : <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/expertises/hydrogene>

Dépôt légal

Bibliothèque nationale du Québec
ISBN : 978-2-550-77531-7 (PDF)

ÉTUDE SUR LE POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DE L'HYDROGÈNE AU QUÉBEC ET SON POTENTIEL POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

VOLET A : PORTRAIT RÉGIONAL, CANADIEN ET INTERNATIONAL ACTUEL DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE

Philippe A. Tanguy, Jamal Chaouki, Louis Fradette, Mania Neisiani, Oumarou Savadogo

**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**

UNIVERSITÉ
D'INGÉNIERIE



RÉALISATION DE L'ÉTUDE

Transition énergétique Québec (TEQ)

Transition énergétique Québec a pour mission de soutenir, de stimuler et de promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques et d'en assurer une gouvernance intégrée. Cette société d'État coordonne la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires à l'atteinte des cibles en matière énergétique déterminées par le gouvernement. Ainsi, en appuyant fortement l'innovation en énergie et le développement économique, elle vise entre autres à reconnaître l'efficacité énergétique comme source prioritaire d'énergie et à réduire la dépendance du Québec envers les produits pétroliers.

Ministère des Ressources naturelles du Québec (MERN)

Le Ministère de l'Énergie des Ressources Naturelles du Gouvernement du Québec a pour mission d'assurer la gestion et soutenir la mise en valeur des ressources énergétiques et minérales ainsi que du territoire du Québec, dans une perspective de développement durable.

Pour accomplir sa mission, le Ministère mise avant tout sur l'engagement quotidien de son personnel et sur son expertise

de pointe. Dans l'histoire de l'organisation, l'acquisition et le développement du savoir scientifique sont non seulement un actif précieux, mais aussi une nécessité pour assurer un développement cohérent et responsable des ressources.

Comme c'est le cas pour un bon nombre de ministères, la nature de l'expertise déployée au sein de l'organisation est parfois méconnue auprès de certaines clientèles. Prenant appui sur cette expertise de pointe et sur sa volonté de contribuer au développement de la société québécoise, le Ministère se projette dans l'avenir en se donnant une vision organisationnelle fondée sur la reconnaissance de l'expertise de son personnel.

Polytechnique Montréal (POLY)

Polytechnique Montréal, université d'ingénierie, est plus qu'un établissement d'enseignement. C'est la référence en génie, avec un enseignement de haut niveau et des activités de recherche repoussant constamment les limites du savoir.

Respectueuse des principes de développement durable et à l'écoute des besoins de la société, Polytechnique Montréal, en accord avec ses valeurs :

- forme des ingénieures et des ingénieurs, ainsi que des scientifiques de très haut niveau pour relever les défis d'un monde en mutation et en faire des acteurs-clés du changement;
- réalise des recherches répondant aux grands enjeux sociétaux;
- influence son environnement sur le plan intellectuel, économique et social.

Fondée en 1873, Polytechnique Montréal, université d'ingénierie, est l'un des plus importants établissements d'enseignement et de recherche en génie au Canada et demeure le premier au Québec quant à l'ampleur de son activité de recherche.

Polytechnique dispense son enseignement dans plusieurs spécialités de l'ingénierie et réalise près du quart de la recherche universitaire dans ces domaines au Québec. Ses quelques 60 unités de recherche et son corps professoral formé d'experts reconnus dans le monde entier, lui permettent de poursuivre des activités de recherche parmi les plus intenses au Canada.

Polytechnique Montréal est un pôle scientifique et technologique de calibre international. Elle compte plus de 200 ententes avec des établissements à travers le monde et plus d'un quart de ses étudiants proviennent de l'international.

MANDAT ET BUT

La présente étude réalisée pour le compte de Transition Énergétique Québec et du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles a comme mandat de décrire et d'analyser le portrait actuel et les enjeux de développement du secteur de l'hydrogène. Le principal objectif de cette démarche est d'établir une base de réflexion technico-économique pour permettre de guider le développement éventuel d'une action publique, d'identifier les créneaux les plus porteurs quant à la place de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique du Québec et de dégager des pistes pour le développement de projets pilotes visant l'adoption de l'hydrogène dans la société québécoise.

Dans ce cadre, une étude bibliographique ciblée portant principalement sur les développements économiques, techniques et politiques du secteur de l'hydrogène dans le monde a été réalisée en se concentrant sur les trois dernières années. Par ailleurs, les principaux acteurs de l'écosystème de l'hydrogène au Québec ont été consultés, ce qui a permis de bonifier l'étude bibliographique et de faire apparaître des opportunités d'affaires potentielles ainsi que des stratégies de déploiement dans plusieurs secteurs économiques.

ÉTUDE EN 4 VOLETS

Les résultats de cette étude sont présentés dans quatre rapports distincts :

VOLET A

PORTRAIT RÉGIONAL, CANADIEN ET INTERNATIONAL ACTUEL DE L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE

Synthèse de l'information relative à l'économie de l'hydrogène et des enseignements qui peuvent en être dérivés pour favoriser la réussite d'une transition énergétique réussie pour le Québec.

VOLET B

REVUE DE LITTÉRATURE TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE L'HYDROGÈNE : DE LA PRODUCTION À L'UTILISATION

Revue de l'état de l'art relativement aux technologies pour la production, le transport et l'utilisation de l'hydrogène.

VOLET C

PROPOSITIONS POUR LE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC

Pistes à explorer pour le développement d'une économie de l'hydrogène au Québec. Il est impératif de développer une compréhension approfondie du développement économique de l'hydrogène en fonction des contraintes propres à sa fabrication. Il est souhaitable que le Québec se positionne comme un acteur dynamique et crédible dans ce domaine. Le Québec jouit d'une position unique grâce à une production électrique verte, fiable, massive et bon marché. L'approche partenariale et souvent internationale est une approche gagnante.

VOLET D

PERCEPTION DES ACTEURS ÉCONOMIQUES EN LIEN AVEC L'AVENIR DE L'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC

Résultats du sondage sur les perceptions, intérêts et motivations des acteurs économiques à s'engager et à investir dans des projets de développement économique structurants, de fournir une meilleure connaissance des acteurs économiques les plus engagés envers l'hydrogène vert et d'identifier les forces, faiblesses, opportunités et menaces (perçues et réelles) de l'environnement d'affaires.

À PROPOS DES AUTEURS

Philippe A. Tanguy, ing. PhD

Philippe A. Tanguy est le directeur général de Polytechnique Montréal depuis janvier 2018.

M. Tanguy est titulaire d'un doctorat de 3^e cycle en physique appliquée de l'Université Denis-Diderot (France) et d'un Ph.D. en génie chimique de l'Université Laval (Québec). Il a été professeur en génie chimique pendant 25 ans, dont 2 ans à l'Université Dalhousie (Halifax), 8 ans à l'Université Laval (Québec), puis 15 ans au Département de génie chimique de Polytechnique Montréal où il a également été titulaire de deux chaires de recherche.

Il a occupé pendant 9 ans le poste de directeur scientifique adjoint du groupe énergétique Total où il était responsable de la politique scientifique. Une de ses missions était d'accompagner la transition énergétique en Europe. À ce titre, il a notamment participé à la création puis coprésidé InnoEnergy, une société dédiée aux énergies renouvelables au sein de l'institut européen EIT, et également œuvré à la création de l'Hydrogen Council annoncé à Davos en 2017.

Au cours de sa carrière, M. Tanguy a été fortement impliqué dans le monde de l'ingénierie, notamment comme président du Comité d'organisation du 8^e Congrès mondial de génie chimique (Montréal, 2009) et depuis 2016 comme président du Conseil mondial du génie chimique.

M. Tanguy a publié plus de 300 articles dans des revues scientifiques et actes de colloques et conférences.

M. Tanguy est fellow de l'Académie canadienne du génie, honorary fellow de l'ICHEM (R.-U.) membre fondateur-fellow de l'académie Hassan II des sciences et technologies (Maroc), et membre de l'OIQ.

Jamal Chaouki, ing. PhD

Professeur titulaire,
Polytechnique Montréal

Après des études de Math sup et Math spé, Jamal Chaouki a obtenu un diplôme d'ingénieur en génie des procédés à l'ENSIC Nancy en France en 1979, puis un doctorat à Polytechnique de Montréal en 1985. Il était aussi post-doc à UBC, Vancouver de 1985 à 1986.

Il a été engagé comme professeur adjoint (1987), puis agrégé (juin 1991) à Polytechnique de Montréal. Depuis 1995, il est professeur titulaire dans la même école. Actuellement, il est aussi professeur associé à l'université Mohamed VI Polytechnique au Maroc.

Il a formé 60 Post-docs, 53 PhD et 52 Masters. Il a publié plus que 450 articles scientifiques dans des revues avec comités de lecture dont 320 dans des journaux internationaux, plus de 450 autres articles scientifiques et édité 15 livres. De plus, il possède 35 brevets. Enfin, il détient plusieurs prix scientifiques. Il a reçu le prix R.S. Jane Memorial Award, le meilleur chercheur en Génie Chimique au Canada et a gagné le prix de la recherche et de l'innovation de Polytechnique. Cette année il a reçu le prix The Kalev Pugi remis par SCI.

Il est éditeur du journal scientifique « International Journal of Chemical Product & Process Modeling ». Il a organisé plusieurs congrès internationaux, entre autres il était directeur scientifique et technique du 8^e congrès mondial du génie chimique en Août 2009 et est membre du 10^e congrès mondial du génie chimique en 2017. Il a

été aussi président du 15^e congrès int. de fluidisation 2016 et de nombreux autres congrès internationaux. Il anime régulièrement des conférences plénières.

Actuellement, il est détenteur de la chaire Total et directeur du laboratoire conjoint Polytechnique Montréal – Université Mohamed VI Polytechnique au Maroc. Il supervise une cinquantaine de chercheurs (20 Post-docs, 25 doctorants, 2 MScA, 5 associés de recherche et 1 chercheur). Ses subventions de recherche et contrats sont de l'ordre de 2 millions de \$ par an.

Il est membre de plusieurs sociétés savantes, l'Académie du Génie du Canada, l'Ordre des Ingénieurs du Québec. Il est membre du Conseil d'Administration de Polytechnique, de Ecotech et de plusieurs compagnies (Ecolomondo Inc., Pyrowave, Hibe Inc.). Il est consultant auprès d'une vingtaine de compagnies internationales dont le Groupe OCP.

En tant qu'entrepreneur, il a démarré 6 entreprises avec ses étudiants et collaborateurs : Formmat, Hibe, Ecolomondo, Pyrowave, Pyrocycle, TM Technologies. Ecolomondo a été introduite dernièrement au TSX Toronto et Pyrowave et Pyrocycle ont gagné de très nombreux prix dont celui de l'innovation de l'OIQ, 2018 pour Pyrowave.

Ses recherches aussi bien théoriques qu'appliquées ont des impacts industriels très nombreux; Citons par exemple, la décomposition des plastiques en monomère, ce qui permet leur recyclage (économie cir-

culaire), la production de potassium pour des engrais bon marché destinés, entre autres, aux pays en voie de développement, l'élimination du Cadmium dans les roches de phosphates, l'élimination du soufre et des métaux lourds dans des hydrocarbures par micro-ondes, la production de métaux précieux (or, platine...) à partir de déchets électroniques.

Louis Fradette, ing. PhD

Professeur titulaire

Directeur, département de génie chimique Polytechnique Montréal

Louis Fradette est ingénieur de procédés diplômé en 1989. Il a amorcé sa carrière comme ingénieur de procédés en raffinerie et y travaille pendant quelques années avant de faire le saut en recherche pour faire son doctorat. Il retourne par la suite en industrie et sera alors impliqué dans l'industrie métallurgique et l'exploitation des sables bitumineux. Il devient professeur à l'École Polytechnique de Montréal en 2007. Il y dirige la Chaire industrielle CRSNG-Total de recherche sur l'hydrodynamique polyphasique en conditions extrêmes entre 2011 et 2016. Il est directeur du département depuis janvier 2018. Il a publié plus de 100 articles scientifiques dans des revues scientifiques et actes de colloques et conférences.

En 2013, il est devenu l'Officier chef des technologies et vice-président des procédés et de l'ingénierie pour CO2 Solutions Inc. Après avoir mené avec succès la maturation

technologique du laboratoire à l'échelle industrielle (2015) de l'entreprise et démarré le premier projet commercial avec Produits Forestiers Résolu (2016), il a pris la direction du projet Valorisation Carbone Québec (2017). Ce projet unique au monde, d'une valeur initiale de 30M\$, vise la démonstration intégrée et à l'échelle industrielle des technologies les plus avancées pour fournir des produits économiquement viables à partir de CO₂. Le projet est actuellement mené à Polytechnique Montréal et il y reste fortement associé.

Mania Neisiani, ing. M.Sc.

Formée en génie chimique en Iran, Mania Neisiani a obtenu une maîtrise de Polytechnique Montréal. Elle possède aussi une maîtrise en administration des affaires, diplôme conjoint de l'université Cornell et Queen's. En 2012, elle s'est jointe à Shell Canada où elle a mené des réalisations d'envergure dans le domaine de la capture et de la conversion du CO₂. Elle a de plus été en charge de comptes pour des clients majeurs de la technologie Shell dans le monde. Au cours des dernières années, elle a agi comme consultante dans le développement de marché et de stratégie marketing. Elle a aussi fait partie de l'équipe de Polytechnique ayant mené une étude complète sur le potentiel de l'hydrogène au Québec. Elle dirige actuellement le projet Valorisation Carbone Québec pour Polytechnique Montréal.

Oumarou Savadogo

Professeur titulaire
Polytechnique Montréal

Oumarou Savadogo détient un DEA, un doctorat 3^e Cycle et un Doctorat d'État ès Sciences Physiques de l'École Nationale d'ingénieurs de Caen : spécialités Matériaux et électrochimie. Ingénieur procédés chez Rhone Siltec (1985-1986), Stagiaire post doctoral au laboratoire d'électrochimie interrassiale du CNRS (1986-1987). Il a joint l'École Polytechnique de Montréal comme chercheur, professeur adjoint, professeur agrégé et professeur titulaire. Ses intérêts de recherche portent sur le développement des nouveaux matériaux pour l'énergie et l'électrochimie ou le biomédical. Il est responsable des programmes aux études supérieures : Énergie et Développement Durable et Énergies renouvelables.

Il a formé 46 étudiants au Doctorat et 34 en Maîtrise en Sciences Appliquées, 20 post doctoraux. Depuis 2010, il a été directeur de plus de 160 étudiants en Maîtrise professionnelle en énergies renouvelables et en énergie et développement durable. Il dirige 12 étudiants au Doctorat. Il est auteur et co-auteurs de plus 220 publications scientifiques dans les journaux scientifiques internationaux avec comité de lecture. Il est co-auteurs de 10 brevets.

Directeur fondateur du Laboratoire de nouveaux matériaux pour l'énergie et l'électrochimie (2001). Fondateur et Éditeur de

la revue Scientifique Internationale : Journal of New Materials for Electrochemical Systems (1998).

Il est le promoteur et directeur du projet Technologies Solaires Appliquées aux Pays de l'UÉMOA (Union Économique et Monétaire Ouest Africaine) pour la création d'un Institut de Formation (École d'ingénieurs) pour la formation d'ingénieurs de travaux et de conception en Technologies Solaires Appliquées (2005). Plus de 400 ingénieurs ont été formés depuis le début du projet. Dans ce cadre il a contribué à la création de 20 PME dans le domaine de l'énergie.

Prix du Directeur de Polytechnique Montréal : meilleur chercheur (1991). Meilleur Professeur (1997). Une conférence internationale a été organisée à son honneur en septembre 2016 par la société Mexicaine de l'énergie de l'hydrogène pour souligner sa contribution scientifique et académique dans le domaine de l'énergie de l'hydrogène.

Il est membre de : Advisory Board of Directors of International Association of Hydrogen Energy; Editorial Board of International Journal of Hydrogen Energy; Advisory Board of the International Academy of Electrochemical Energy Science (IAOEES); Editorial Board of Journal of Materials; Editorial Board of Membranes.

TABLE DES MATIÈRES

1	1. ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE
4	2. BUT DE L'ÉTUDE
5	3. CONCEPTS DE <i>POWER-TO-X</i> ET DE <i>POWER-TO-GAS</i>
9	4. TECHNOLOGIES DE PRODUCTION
9	4.1 CONVERSION THERMOCHIMIQUE (SMR)
11	4.2 CONVERSION BIOCHIMIQUE (GAZÉIFICATION)
11	4.3 CONVERSION ÉLECTROCHIMIQUE (ÉLECTROLYSE)
12	4.4 HYDROGÈNE COMME SOUS-PRODUIT DE L'INDUSTRIE
13	5. MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE
17	6. HYDROGÈNE MARCHAND
19	7. SECTEURS D'APPLICATION DE L'HYDROGÈNE MARCHAND
19	7.1 RAFFINAGE
20	7.2 CHIMIE
22	7.3 SIDÉRURGIE
22	7.4 NOUVELLES APPLICATIONS DE L'HYDROGÈNE VERT
35	7.5 ACTEURS DE L'HYDROGÈNE MARCHAND
36	7.6 REGARD SUR LA SITUATION CANADIENNE ET LE POTENTIEL DU QUÉBEC

37	8. ÉLECTROLYSE ET ÉQUIPEMENTIERS
41	9. PILES À COMBUSTIBLE ET ÉQUIPEMENTIERS
47	10. RÉSUMÉ SUR L'HYDROGÈNE ET LES PILES À COMBUSTIBLE
48	11. PORTRAIT INTERNATIONAL
48	11.1 JAPON
52	11.2 ALLEMAGNE
55	11.3 ÉTATS-UNIS
59	11.4 CORÉE DU SUD
62	11.5 CHINE
64	11.6 UNION EUROPÉENNE
66	11.7 AUSTRALIE
67	12. SITUATION AU CANADA
74	13. CONCLUSION
77	14. RÉFÉRENCES

LISTE DES FIGURES

- 2 **Figure 1** : Le marché de l'hydrogène jusqu'en 2050
- 3 **Figure 2** : Membres du *Hydrogen Council*
- 5 **Figure 3** : Possibilités de conversion du *Power-to-X*
- 6 **Figure 4** : Principe du *Power-to-Gas*
- 7 **Figure 5** : Couplage des réseaux électriques et gaziers
- 8 **Figure 6** : Comparaison des coûts de capture d'une tonne de CO₂
par le procédé aux amines
- 10 **Figure 7** : Procédé de vaporeformage
- 11 **Figure 8** : Gazéificateur de biomasse
- 11 **Figure 9** : Principe de l'électrolyse
- 12 **Figure 10** : Procédé chlore-soude
- 14 **Figure 11** : Principales applications de l'hydrogène dans l'industrie
- 15 **Figure 12** : Offre et demande mondiales d'hydrogène
- 16 **Figure 13a** : Distribution géographique de la production d'hydrogène
- 16 **Figure 13b** : Volume des ventes en G\$ américains
- 19 **Figure 14** : Hydrogène marchand dans le raffinage
- 21 **Figure 15** : Évolution de la demande en hydrogène pour l'ammoniac et le méthanol
- 23 **Figure 16** : Limites légales d'injection d'hydrogène dans les gazoducs en Europe
- 24 **Figure 17** : Projet Hydrogène vert dans la région de Groningue au Pays-Bas
- 25 **Figure 18** : Mobilité électrique par type de technologie
-

.....

26	Figure 19 : Masse (en T) de l'ensemble moteur-réservoir pour un tracteur de semi-remorque de 18 T
27	Figure 20 : Consommation typique en mobilité hydrogène
28	Figure 21 : Évolution du marché des véhicules à hydrogène
28	Figure 22 : Évolution de la valeur du marché de la mobilité hydrogène
29	Figure 23 : Évolution du marché des chariots élévateurs
30	Figure 24 : Train Coradia iLint de Alstom
31	Figure 25 : Décarbonation dans le transport maritime
31	Figure 26 : Technologies de stockage de l'hydrogène
32	Figure 27 : Densité volumétrique et massique du stockage de l'hydrogène
33	Figure 28 : Projets industriels de production d'hydrogène par électrolyse
34	Figure 29 : Évolution globale de la demande en hydrogène en EJ
35	Figure 30 : Résultats financiers des principaux producteurs d'hydrogène marchand
37	Figure 31 : Types d'électrolyseurs
38	Figure 32a : Historique des installations d'électrolyseurs depuis 2010
38	Figure 32b : Évolution de la production d'hydrogène en Europe
39	Figure 33a : Prédiction de la capacité des électrolyseurs et des revenus pour les usages industriels
40	Figure 33b : Prédiction de la capacité des électrolyseurs et des revenus en mobilité
40	Figure 33c : Prédiction de la capacité des électrolyseurs et des revenus pour le stockage d'énergie

.....

.....

41	Figure 34 : Marché global des piles à combustible
43	Figure 35 : Principe de la cogénération
43	Figure 36 : Nombre de piles à combustible installées en fonction du type d'alimentation
44	Figure 37 : Pile à combustible MCFC
44	Figure 38 : Piles à combustible PAC et PEM
44	Figure 39 : Piles à combustible SOFC
45	Figure 40 : Déploiement de piles à combustible pour les applications à grande échelle
45	Figure 41 : Résultats financiers – Piles stationnaires
53	Figure 42 : Réseau allemand de stations-services hydrogène
55	Figure 43 : Initiative H2@Scale du gouvernement américain
56	Figure 44 : Animation de l'écosystème du développement de l'hydrogène
59	Figure 45 : Stations de ravitaillement en hydrogène sur la côte Est américaine
60	Figure 46 : Stratégie de promotion de l'hydrogène en Corée
69	Figure 47 : Scénarios de la production d'hydrogène en Alberta
70	Figure 48 : Production d'hydrogène par SMR avec séquestration du CO ₂
71	Figure 49 : Publications mondiales dans le domaine de l'hydrogène
72	Figure 50 : Répartition géographique des publications scientifiques sur l'hydrogène entre 2010 et 2018
73	Figure 51 : Intensité comparée des brevets dans le domaine des technologies
75	Figure 52 : Politique incitative de déploiement de l'hydrogène

.....

LISTE DES TABLEAUX

- 17 **Tableau 1** : Production d'hydrogène marchand
- 18 **Tableau 2** : Futur de l'hydrogène marchand à l'horizon 2030
- 27 **Tableau 3** : État de la situation de la mobilité hydrogène en 2019
- 42 **Tableau 4** : Distribution géographique des puissances installées
- 46 **Tableau 5** : Résultats financiers – Piles PEM
- 50 **Tableau 6a** : Feuille de route du Japon – Déploiement
- 51 **Tableau 6b** : Feuille de route du Japon – Coût des stations-services
et de la fourniture d'hydrogène
- 54 **Tableau 7** : Objectifs de déploiement de l'Allemagne
- 57 **Tableau 8** : Déploiement des piles à combustible stationnaires
- 58 **Tableau 9** : Feuille de route des États-Unis pour le secteur Mobilité
- 61 **Tableau 10** : Feuille de route de la Corée
- 63 **Tableau 11** : Feuille de route de la Chine
- 64 **Tableau 12** : Feuille de route de l'UE
- 74 **Tableau 13** : Secteurs prioritaires pour l'économie de l'hydrogène
dans quelques pays clés
-

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES

ACV	Analyse du cycle de vie
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
BNQ	Bureau de normalisation du Québec
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (dépenses d'investissement de capital)
CCTT	Centres collégiaux de transfert de technologie
CO₂	Dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
H₂	Hydrogène
IRH	Institut de recherche sur l'hydrogène
Kg	Kilogrammes
KWH	Kilowatt-heure
MEI	Ministère de l'Économie et de l'Innovation
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MW	Mégawatt
O₂	Oxygène
OPEX	<i>Operating expense</i> (frais d'exploitation)
TEQ	Transition énergétique Québec
ULC	<i>Underwriters Laboratories of Canada</i>
UQTR	Université du Québec à Trois-Rivières
VÉB	Véhicules électriques à batterie
VÉPC	Véhicules électriques à pile à combustible

1. ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE

L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE, EN PARTICULIER DANS LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT, LA PRESSION DES ENJEUX CLIMATIQUES ET LE DÉVELOPPEMENT D'UNE PLUS GRANDE CONSCIENCE ENVIRONNEMENTALE ENTRAÎNENT UNE ÉVOLUTION PROFONDE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE ACTUEL.

Ce système qui s'est construit à partir de l'exploitation de ressources fossiles carbonées au cours des 200 dernières années et de l'énergie thermique se transforme rapidement en un système basé sur l'énergie électrique renouvelable dans une perspective socio-économique beaucoup plus sobre en consommation de carbone. Cette transition énergétique est un phénomène mondial et couvre de nombreux usages dont la mobilité surtout en milieu urbain, le chauffage et les activités du secteur tertiaire. Dans le domaine industriel, la décarbonation du système énergétique par électrification directe est plus complexe en l'état actuel des technologies en particulier dans les procédés de l'industrie lourde qui font appel à des températures élevées.

La transition énergétique privilégie l'utilisation d'énergies renouvelables déployables à grande échelle et à un coût abordable. Les ressources les plus courantes sont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Ces énergies sont dites vertes car leur empreinte carbone est très faible. Cependant, elles sont soumises soit aux aléas climatiques (pluviométrie ou quantité de neige) pour l'hydroélectricité, soit aux

conditions météorologiques qui les rendent intrinsèquement intermittentes (ensoleillement ou vitesse du vent); une fois produite, ces énergies sont difficiles à stocker contrairement aux énergies fossiles.

Dans tout système énergétique, la faculté de pouvoir stocker l'énergie est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement et l'équilibre entre l'offre et la demande. La gestion du réseau électrique est une autre dimension à prendre en considération, la production devant s'adapter instantanément à la demande voire l'anticiper. Au cours d'une journée, les pics de consommation électrique interviennent le matin et surtout le soir, alors que les pics de production d'énergie renouvelable intermittente se situent dans la journée. À l'échelle saisonnière, la consommation est maximale l'hiver (chauffage) et l'été (climatisation), alors que les meilleures conditions de production interviennent au printemps et à l'automne, particulièrement dans le cas de l'hydro-électricité. On conçoit donc bien l'importance de pouvoir compter sur des capacités de stockage telles que nos réservoirs hydroélectriques, pour gérer ces décalages journaliers ou saisonniers.

L'hydrogène est considéré dans le contexte de la transition énergétique comme une solution à l'ensemble de ces enjeux, en jouant à la fois le rôle de vecteur énergétique comme substitut aux hydrocarbures et de moyen de stockage d'énergie.

L'hydrogène n'existe quasiment pas à l'état pur (hydrogène natif) sur la planète. Il faut donc le produire par transformation de ressources naturelles contenant des molécules d'hydrogène. Ce n'est donc pas une énergie au sens littéral du terme mais bien un vecteur énergétique au même titre que l'électricité. La différence cruciale entre les deux est que l'hydrogène est un matériel moléculaire. Sa nature chimique le rend très attrayant car il peut être stocké massivement pendant plusieurs mois si nécessaire et transporté sous forme liquide ou gazeuse de manière très semblable au gaz naturel. Il apparaît ainsi comme un vecteur énergétique complémentaire à l'électricité car il permet de déplacer dans le temps et dans l'espace de vastes quantités d'énergie renouvelable.

Les usages industriels de l'hydrogène sont multiples. Il peut être utilisé directement dans des piles à combustible pour coproduire de l'électricité et de la chaleur dans les environnements bâtis (pile à combustible stationnaire) ou pour la mobilité (véhicule électrique à pile à combustible [VÉPC]). Il peut aussi être brûlé seul ou mélangé à d'autres gaz dans des centrales thermiques à flamme pour produire de l'électricité (de nouveaux brûleurs sont nécessaires), ou encore injecté dans un réseau de gaz sans modification significative des infrastructures existantes lorsque le taux d'injection reste faible. La nature moléculaire de l'hydrogène permet également de le faire réagir

chimiquement avec d'autres éléments tel le carbone et l'azote (ou leurs dérivés) pour fabriquer des produits à valeur ajoutée, des carburants synthétiques (électrocarburants), du gaz naturel de synthèse et des intermédiaires en chimie industrielle.

La Figure 1 illustre la croissance spectaculaire que devrait connaître la demande en hydrogène dans les 30 prochaines années [1] en conjonction avec l'émergence de ces nouveaux usages.

À l'heure actuelle, l'hydrogène est produit principalement à partir de combustibles fossiles (gaz naturel, pétrole ou charbon) et

génère des quantités significatives de gaz à effet de serre (GES). Dans le contexte d'une économie sobre en carbone, il est possible de produire de l'hydrogène complètement décarboné, communément appelé hydrogène vert. Plusieurs options technologiques sont envisageables :

- **L'ÉLECTROLYSE DE L'EAU** à partir d'électricité d'origine renouvelable, une technologie mûre commercialement;
- **LA GAZÉIFICATION** ou **LA PYROLYSE DE BIOMASSE** ou de déchets, deux procédés encore émergents sur le plan économique.

Scénario d'évolution de la consommation d'H₂ suivant les usages (en MT)

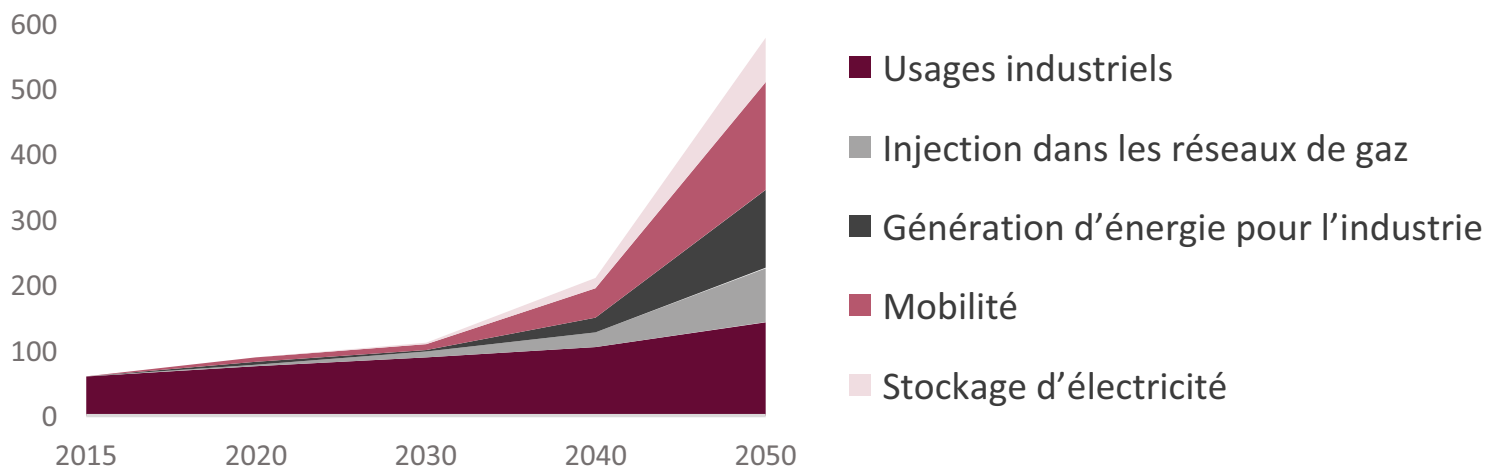


Figure 1 : Le marché de l'hydrogène jusqu'en 2050 © 2019 SIA Partners [1].



Figure 2 : Membres de l'Hydrogen Council © 2019 Hydrogen Council [3].

Le Québec s'est doté d'objectifs ambitieux de décarbonation de son économie. La dernière étude complète sur l'empreinte carbone du Québec date de 2016 [2]. Selon cette étude, un total de 78,6 MT en équivalent CO₂ de GES (CO₂eq) est émis dans l'atmosphère annuellement. Le transport représente à lui seul 33,8 MT CO₂eq, soit 43,0 % des émissions. La part industrielle est quant à elle de 11,9 MT CO₂eq, le reste étant attribuable aux secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, à l'agriculture et très marginalement à la production électrique. Dans ce contexte, l'hydrogène vert pourrait jouer un rôle important dans la réalisation des objectifs de transition

énergétique. Compte tenu du bilan en GES du Québec, les secteurs suivants devraient être ciblés en priorité :

- **LES TRANSPORTS LOURDS ;**
- **LA MOBILITÉ INTENSIVE ;**
- **LA PRODUCTION D'ÉLECTRO-CARBURANTS** ou de gaz de synthèse;
- **LA DÉCARBONATION DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS ;**
- **LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ;**
- **L'ALIMENTATION ÉNERGÉTIQUE DES SITES ISOLÉS** non connectés au réseau électrique.

Il est important de noter que c'est grâce à la réduction importante du coût de production des énergies renouvelables, ainsi qu'aux récents progrès technologiques des électrolyseurs et à la diminution de leur coût, que de nouvelles perspectives de développement de l'hydrogène ont vu le jour.

Afin de promouvoir et de faciliter la pénétration de l'hydrogène vert comme l'un des vecteurs de la transition énergétique, près d'une soixantaine d'acteurs de l'industrie (énergéticiens, chimistes, industriels du transport) se sont regroupés au sein de l'Hydrogen Council [3] dont la liste des membres est présentée à la Figure 2.

2. BUT DE L'ÉTUDE

LA PRÉSENTE ÉTUDE RÉALISÉE POUR LE COMPTE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC ET DU MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES A COMME MANDAT DE DÉCRIRE ET D'ANALYSER LE PORTRAIT ACTUEL ET LES ENJEUX DE DÉVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'HYDROGÈNE.

Le principal objectif de cette démarche est d'établir une base de réflexion technico-économique pour permettre de guider le développement éventuel d'une action publique, d'identifier les créneaux les plus porteurs quant à la place de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique du Québec et de dégager des pistes pour le développement de projets pilotes visant l'adoption de l'hydrogène dans la société québécoise.

Dans ce cadre, une étude bibliographique ciblée portant principalement sur les développements économiques, techniques et politiques du secteur de l'hydrogène dans le monde a été réalisée en se concentrant sur les trois dernières années. Par ailleurs, les principaux acteurs de l'écosystème de l'hydrogène au Québec ont été consultés, ce qui a permis de bonifier l'étude bibliographique et de faire apparaître des opportunités d'affaires potentielles ainsi que des stratégies de déploiement dans plusieurs secteurs économiques.

3. CONCEPTS DE *POWER-TO-X* ET DE *POWER-TO-GAS*

LE CONCEPT DE *POWER-TO-X* DÉCRIT LE PRINCIPE DE LA CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE RENEUVABLE EN UN VECTEUR ÉNERGÉTIQUE OU UN PRODUIT CHIMIQUE.

La Figure 3 illustre les différentes possibilités de conversion [4]. Suivant la voie utilisée, X peut être :

- **UN GAZ**
(*Power-to-Gas*)
comme l'hydrogène pur ou le méthane;
- **UN CARBURANT LIQUIDE DE SYNTHÈSE**
(*Power-to-Liquid* ou *Power-to-Fuels*)
comme le diesel, le kérosène ou le méthanol;
- **L'AMMONIAC**
(*Power-to-Ammonia*);
- **DES INTERMÉDIAIRES**
ou des produits chimiques pour l'industrie
(*Power-to-Chemicals*).

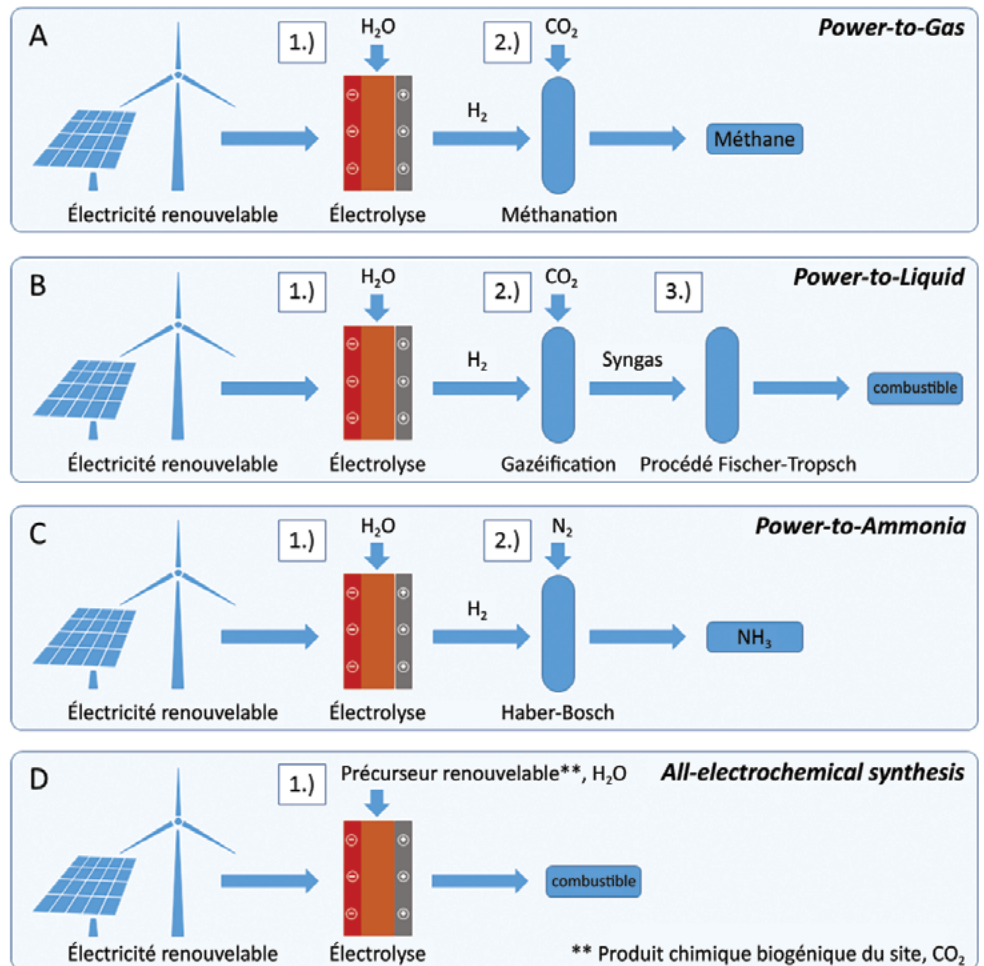


Figure 3 : Possibilités de conversion du *Power-to-X* © 2018 Energies [4].

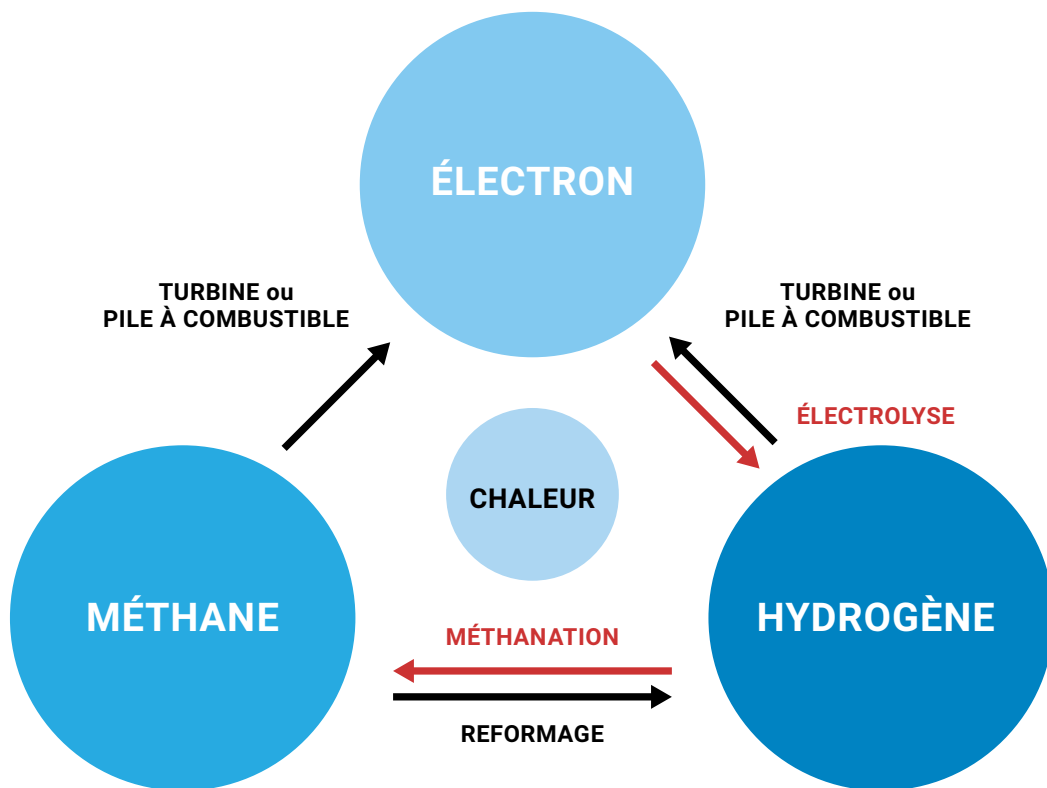


Figure 4 : Principe du *Power-to-Gas* © 2014 A.T. Kearney Energy Transition Institute; modifié par Polytechnique Montréal [5].

Les flèches en rouge sur la Figure 4 illustre le concept de *Power-to-Gas* [5]. Il s'appuie sur la conversion de l'électricité soit en hydrogène (par simple électrolyse), soit en gaz naturel renouvelable (méthane de synthèse) par le biais du procédé Sabatier de méthanation (combinaison chimique de l'hydrogène et de dioxyde de carbone). L'hydrogène ou le gaz de

synthèse est par la suite injecté directement dans un réseau de gaz naturel. Il est possible de fermer le circuit en convertissant en électricité le méthane par la voie thermique dans une turbine à gaz (combustion directe) ou en convertissant l'hydrogène par la voie électrochimique (pile à combustible).

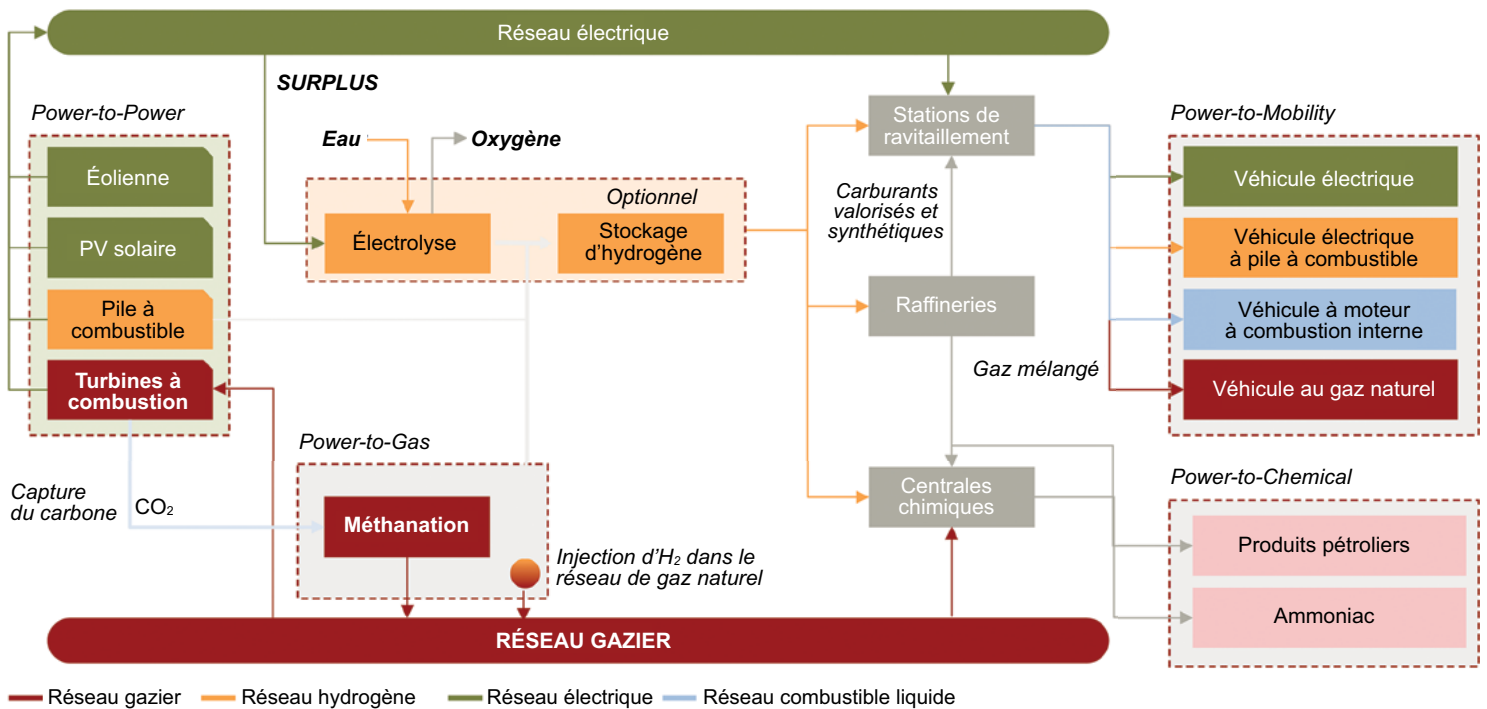


Figure 5 : Couplage des réseaux électriques et gaziers © 2014 A.T. Kearney Energy Transition Institute [5].

Ainsi le *Power-to-Gas* permet techniquement de coupler un réseau de distribution d'électricité à un réseau de distribution de gaz naturel, ce qui rend les réseaux interopérables. C'est le principe du *Sector Coupling*. Compte tenu de la possibilité qu'il offre de pouvoir convertir de l'électricité en molécules stables qui peuvent être stockées, il permet également de faciliter l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique (Figure 5).

Sauf à se limiter à la production d'hydrogène pur, le *Power-to-X* nécessite une source de carbone qui réagissant avec de l'hydrogène permettra de synthétiser X (l'ammoniac

nécessite pour sa part de l'azote). C'est en fait tout l'intérêt de cette approche qui permet de recycler et de valoriser en produits utiles du CO₂ généré par les activités industrielles qui autrement serait émis dans l'atmosphère.

Pour pouvoir le valoriser, le CO₂ doit donc être capturé, et ce dès la sortie de la cheminée. Pour ce faire, plusieurs technologies sont disponibles dont la plus commune utilise la voie chimique de l'absorption sur des amines. Cette approche quoique technologiquement mûre présente plusieurs inconvénients :

- **DES COÛTS FIXES ÉLEVÉS**
car il faut ajouter des unités de capture en aval du procédé de combustion dans un site industriel qui n'a en général pas été conçu au départ pour cela ;
- **DES COÛTS VARIABLES**
liés à la consommation d'énergie et d'eau et à des pertes d'amines par dégradation chimique ;
- **DES EXTERNALITÉS ENVIRONNEMENTALES**
provenant de l'utilisation d'un surplus d'énergie pour l'opération de la chaîne de capture, du traitement de l'eau de procédé ainsi que de la fabrication et de la manutention des amines.

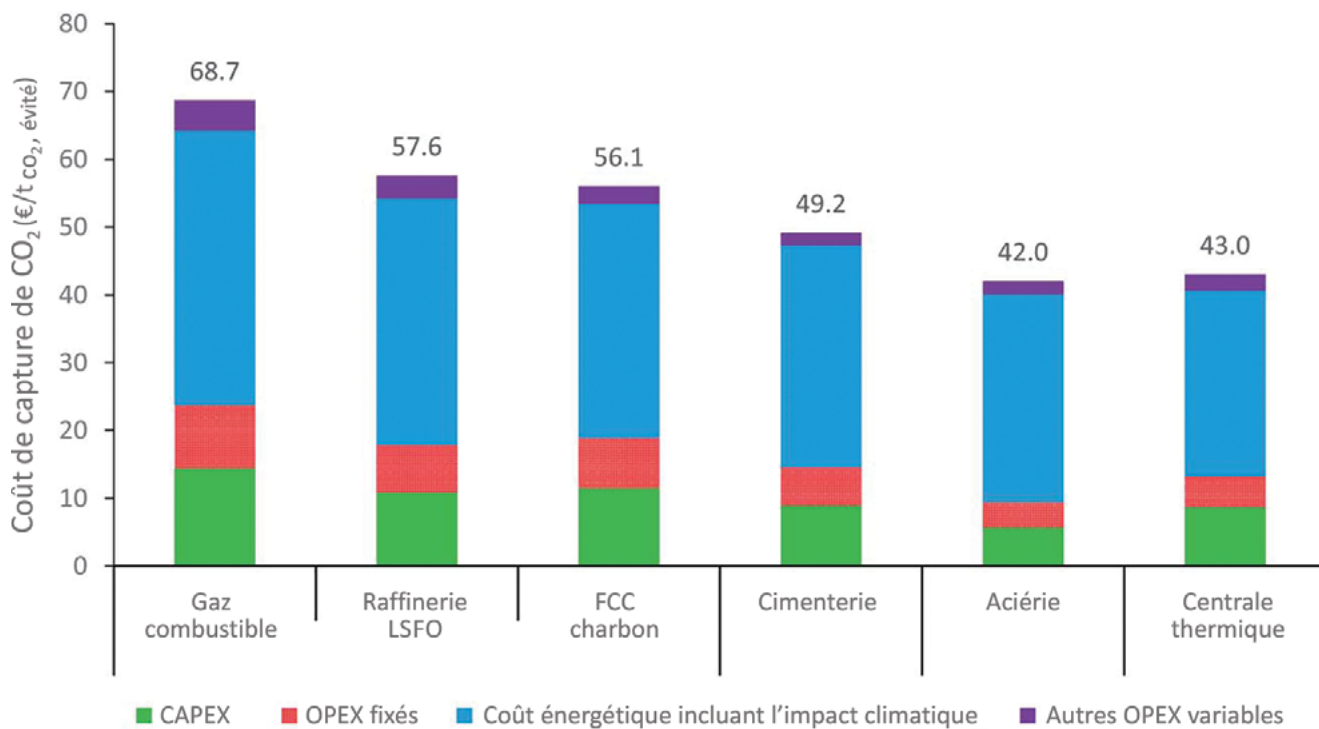


Figure 6 : Comparaison des coûts de capture d'une tonne de CO₂ par le procédé aux amines © 2018 Sustainable Energy & Fuels [6].

- LSFO (Low-sulfur Fuel Gas) : mazout à faible teneur en soufre
- FCC (Fluid catalytic cracking) : craquage catalytique en lit fluidisé

La Figure 6 compare les coûts de capture d'une tonne de CO₂ dans le cas de plusieurs applications industrielles (raffinerie, cimenterie, aciérie, centrale thermique) par le procédé aux amines [6]. La plage de variation des coûts est de l'ordre de 60 à 100 \$ canadiens par tonne, soit environ de trois à cinq fois le coût par tonne établi par le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec.

Mentionnons pour conclure qu'une filière de capture de CO₂ prometteuse en termes de coûts et d'impacts environnementaux est en développement au Québec. Elle s'appuie sur une technologie enzymatique proposée par CO₂ Solutions [7] dont le coût de capture

annoncé est de 28 \$ canadiens par tonne de CO₂. Une première unité commerciale de 30 T/j a été construite et démarrée en mars 2019 à Produits Forestiers Résolu à Saint-Félicien [8].

4. TECHNOLOGIES DE PRODUCTION

PRÉSENTATION DES 4 TECHNOLOGIES DE PRODUCTION SUIVANTES : LA CONVERSION THERMOCHIMIQUE (VAPOREFORMAGE), LA CONVERSION BIOCHIMIQUE (GAZÉIFICATION), LA CONVERSION ÉLECTROCHIMIQUE (ÉLECTROLYSE) ET L'HYDROGÈNE COMME SOUS-PRODUIT DE L'INDUSTRIE.

Il existe une grande variété de ressources énergétiques capable de produire de l'hydrogène [9] :

- **LES COMBUSTIBLES FOSSILES** (hydrocarbures, charbon) en utilisant le vaporeformage ou la pyrolyse;
- **LES COMBUSTIBLES RENOUVELABLES** (biomasse, cultures non alimentaires, déchets organiques) en utilisant la voie thermochimique (gazéification ou pyrolyse);
- **LES ÉNERGIES RENOUVELABLES** intermittentes (énergie éolienne ou solaire) ou continues (géothermie, énergie hydraulique) en association avec l'électrolyse.

Ces technologies de production n'ayant pas encore toutes atteint un stade suffisant de maturité pour pouvoir être déployées à grande échelle, nous présenterons donc brièvement uniquement celles qui sont industrielles ou très proches de leur phase de commercialisation.

4.1 CONVERSION THERMOCHIMIQUE (VAPOREFORMAGE)

C'est la méthode de production qui domine le marché. La majeure partie de l'hydrogène produit aujourd'hui est obtenue par craquage du gaz naturel avec de la vapeur d'eau. Le produit de la réaction est un gaz de syn-

thèse constitué d'un mélange de CO, de CO₂ et de H₂. Plusieurs variantes existent mais le vaporeformage (*Steam Methane Reforming* ou SMR) est la plus utilisée (Figure 7). Notons que la conversion thermochimique est très émettrice de GES (entre 9 et 19 T de CO₂ par T de H₂ produit suivant la nature de la charge du SMR).

À l'échelle mondiale, l'hydrogène est produit à 96 % à partir de combustibles fossiles, plus précisément à partir de gaz naturel (49 %), d'hydrocarbures liquides (29 %) et de charbon (18 %). Il est possible d'utiliser d'autres charges si les conditions économiques le justifient (alcools, liquides de gaz naturel).

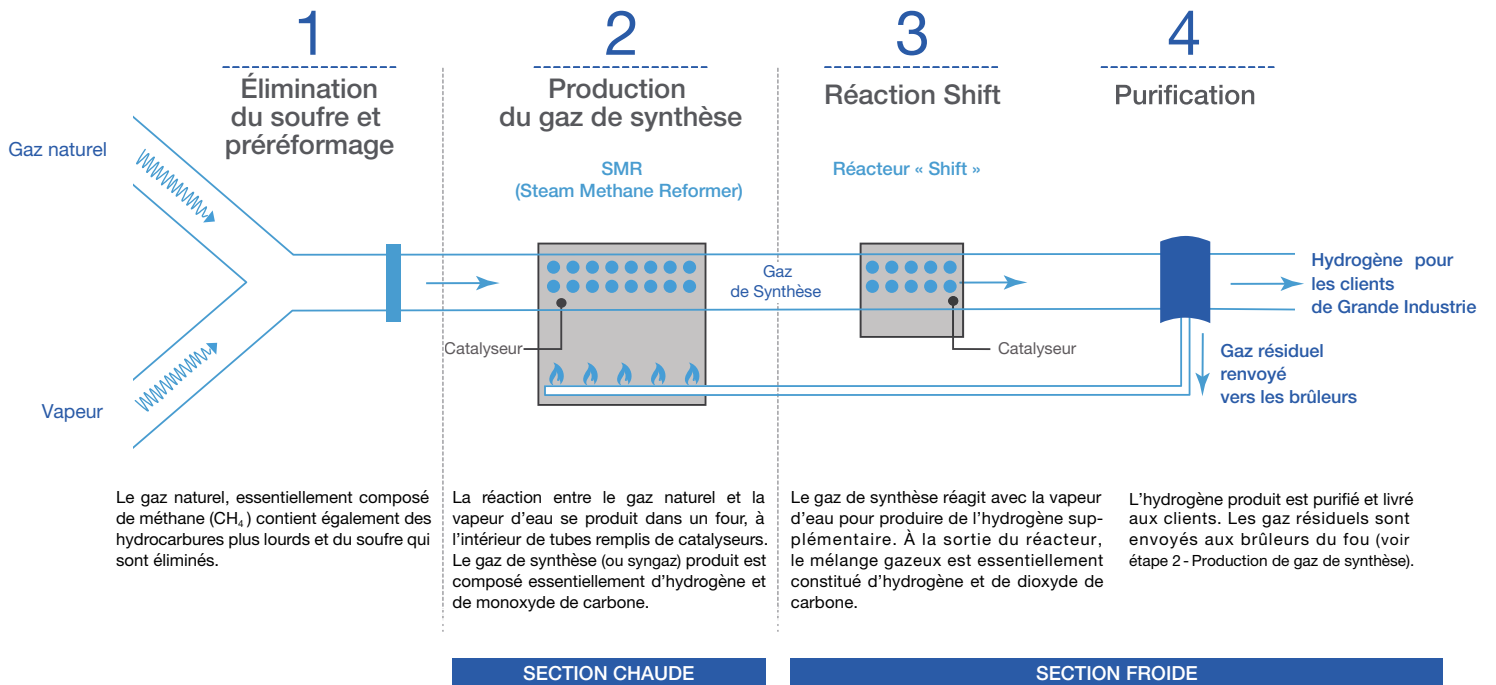


Figure 7 : Procédé de vaporeformage © 2019 Air Liquide [10].

Notons qu'il est en principe possible de neutraliser l'empreinte carbone du vaporeformage, partiellement si la charge du SMR (étape 1 de la Figure 7) est carboneutre (biogaz, bioalcools) et, complètement si la source de chaleur du SMR (étape 2 de la Figure 7) est décarbonée (utilisation d'électricité renouvelable, de biogaz ou de gaz naturel avec capture de CO_2).

Ces différentes voies sont peu porteuses au Québec (et ailleurs dans le monde) car elles nécessiteraient des volumes de biogaz ou de bioalcools considérables et bon marché; une exception serait la capture du CO_2 sur les SMR existants qui permettrait de réduire leurs émissions.

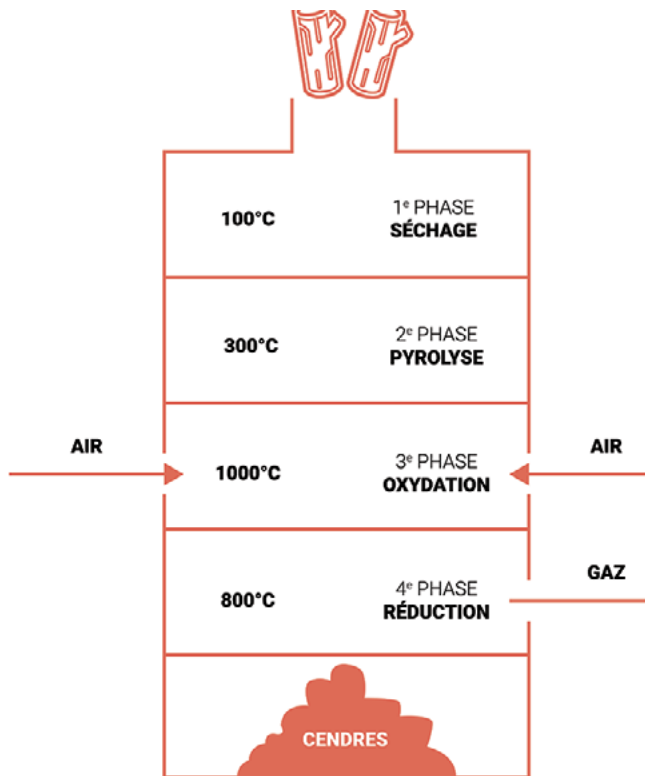


Figure 8 : Gazéificateur de biomasse © Naåden [11].

4.2 CONVERSION BIOCHIMIQUE (GAZÉIFICATION)

L'hydrogène peut également être produit à partir de biomasse par gazéification. Les gazéificateurs de biomasse utilisent la biomasse solide comme réactifs et fournissent un gaz de synthèse vert (Figure 8).

La contribution de ce procédé dans la production mondiale d'hydrogène est actuellement marginale, pas tant pour des raisons technologiques que pour des raisons économiques liées à la disponibilité en grande quantité de charges d'alimentation de qualité constante à un coût attractif. Il est de

plus primordial de s'assurer que le bilan carbone de la chaîne d'approvisionnement (transport et préparation de la biomasse) soit carboneutre pour ne pas annuler la carboneutralité de la filière. Une analyse de cycle de vie s'avère donc nécessaire dans ce genre de projets.

Mentionnons que la gazéification peut être couplée au traitement des déchets organiques urbains ou agricoles, ce qui en fait une option intéressante en termes d'économie circulaire.

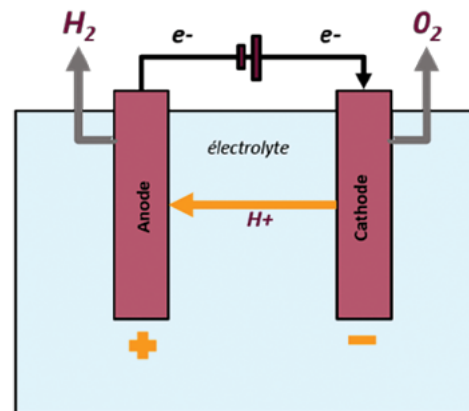


Figure 9 : Principe de l'électrolyse
© SIA Partners [12].

4.3 CONVERSION ÉLECTROCHIMIQUE (ÉLECTROLYSE)

Dans le contexte d'une décarbonation du mix énergétique, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est la plus attractive car elle peut permettre de valoriser les énergies renouvelables sur le site de production et d'apporter un degré de flexibilité au système électrique. Le procédé d'électrolyse décompose l'eau en hydrogène et en oxygène en utilisant l'électricité (Figure 9).

À l'échelle mondiale, seulement 4% de l'hydrogène est actuellement produit par électrolyse de l'eau.

4.4 HYDROGÈNE COMME SOUS-PRODUIT DE L'INDUSTRIE

Certains procédés de chimie industrielle produisent de l'hydrogène comme sous-produit de réactions. C'est le cas par exemple de la production du chlore et de la soude caustique (Figure 10). Dans ce cas, l'hydrogène est le plus souvent réutilisé sur le site ou par un utilisateur à proximité dans une optique d'écologie industrielle et ne rentre donc pas dans le circuit commercial des gaz industriels.

Il en est de même de la production des chlorates (NaClO_3 , KClO_3) souvent utilisés comme agents oxydants industriels. Ils sont obtenus par décomposition de sels de chlore retrouvés à l'état naturel (NaCl , KCl) en milieu aqueux dans une cellule électrochimique sans membrane. De l'hydrogène libre (moins de 20 kg d'hydrogène par T de chlorate) est co-produit par la réaction [14].

Notons que c'est l'un des procédés d'électrolyse industriels le plus important avec plus de 4,12 millions de T de chlorate produites en 2018 dont 2,23 MT en Amérique du Nord [15]. Le Québec héberge 3 sites de production soit Olin à Bécancour, Eka à Magog et ChemTrade à Beauharnois.

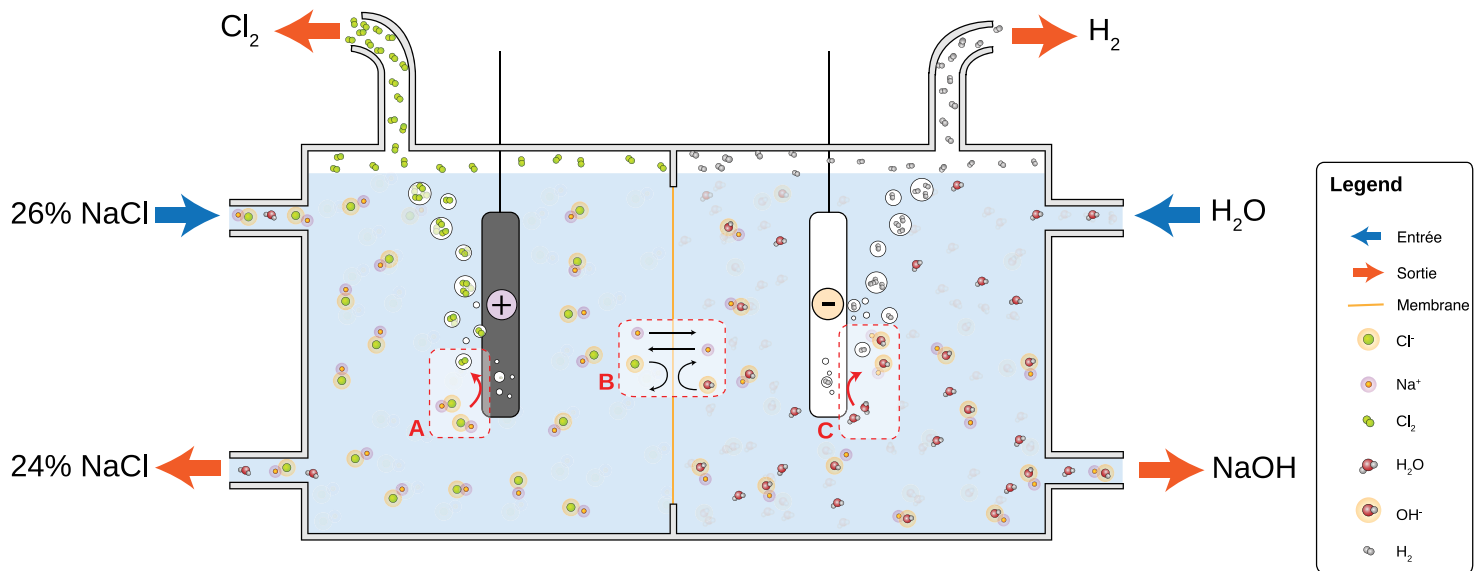


Figure 10 : Procédé chlore-soude © Wikipedia – Procédé chlore-alcali [13].

5. MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE

LE RAFFINAGE DU PÉTROLE EST LE PREMIER CONSOMMATEUR D'HYDROGÈNE.

Dans le schéma de raffinage, un certain nombre d'unités de traitement produisent de l'hydrogène (craquage thermique ou catalytique, reformeur catalytique) alors que d'autres en sont consommatrices (craquage, hydrotraitement, désulfuration). Autrefois, les raffineries récupéraient suffisamment d'hydrogène à partir de leurs propres effluents et des produits pétrochimiques pour combler leurs besoins. De nos jours, cependant, la valorisation de pétroles bruts de plus en plus lourds (ces hydrocarbures ont un rapport hydrogène/carbone moins favorables car ils contiennent plus d'atomes de carbone et moins d'atomes d'hydrogène) et l'augmentation de la demande en carburants plus propres (en particulier désulfurés) nécessitent des quantités d'hydrogène telles que les raffineries ne s'auto-suffisent plus. Elles sont donc amenées à augmenter leur propre capacité de production d'hydrogène ou à s'alimenter sur le marché des gaz industriels.

Selon l'IEA [16], la production mondiale d'hydrogène est de 119 MT/an dont environ 3 MT/an pour le Canada (selon les chiffres obtenus lors de la table ronde sur l'hydrogène organisée par Ressources naturelles Canada le 15 août 2019 à Ottawa). Une partie de cette production soit 45 MT/an n'est pas constituée d'hydrogène pur mais de mélanges de gaz contenant de l'hydrogène et elle est utilisée exclusivement dans les unités du schéma de raffinage. Cette partie captive propre au raffinage est souvent non comptabilisée dans les statistiques de production d'hydrogène.

Les 74 MT/an d'hydrogène restantes sont utilisées sous forme pure pour répondre à l'excédent de demande du raffinage (25 %), dans la chimie (65 %) et dans divers autres secteurs industriels (10 %) dont la sidérurgie. La majeure partie est produite directement sur le site de consommation industrielle par SMR.

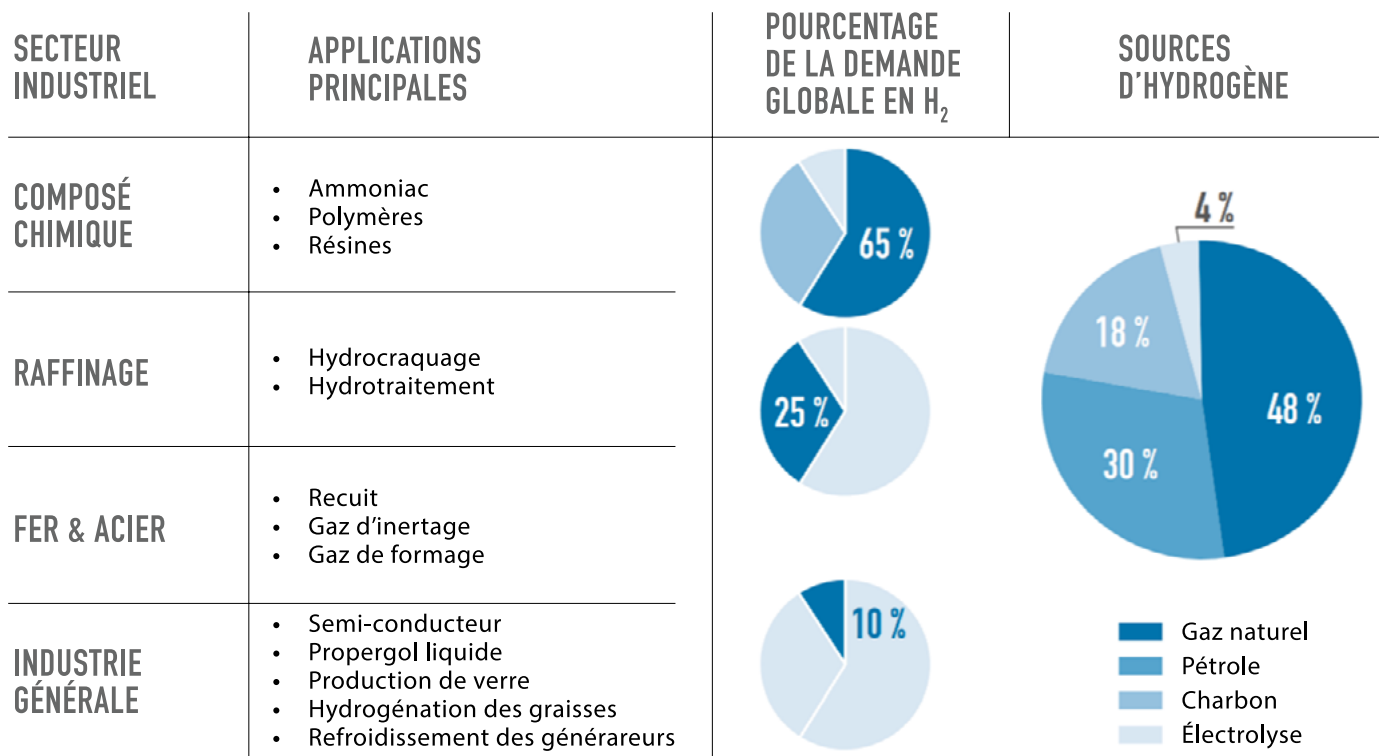


Figure 11 : Principales applications de l'hydrogène dans l'industrie © 2018 IRENA [17].

La Figure 11 résume les principales applications de l'hydrogène dans l'industrie.

La demande en hydrogène a connu une croissance de l'ordre de 40 % ces 10 dernières années. Il est prévu qu'elle continue

d'augmenter à raison de 4,4 % par an pour atteindre environ 85 MT/an en 2022. Cette augmentation sera principalement portée par les besoins d'amélioration de la qualité des carburants.

Chaînes de valeurs de l'hydrogène estimées en 2018

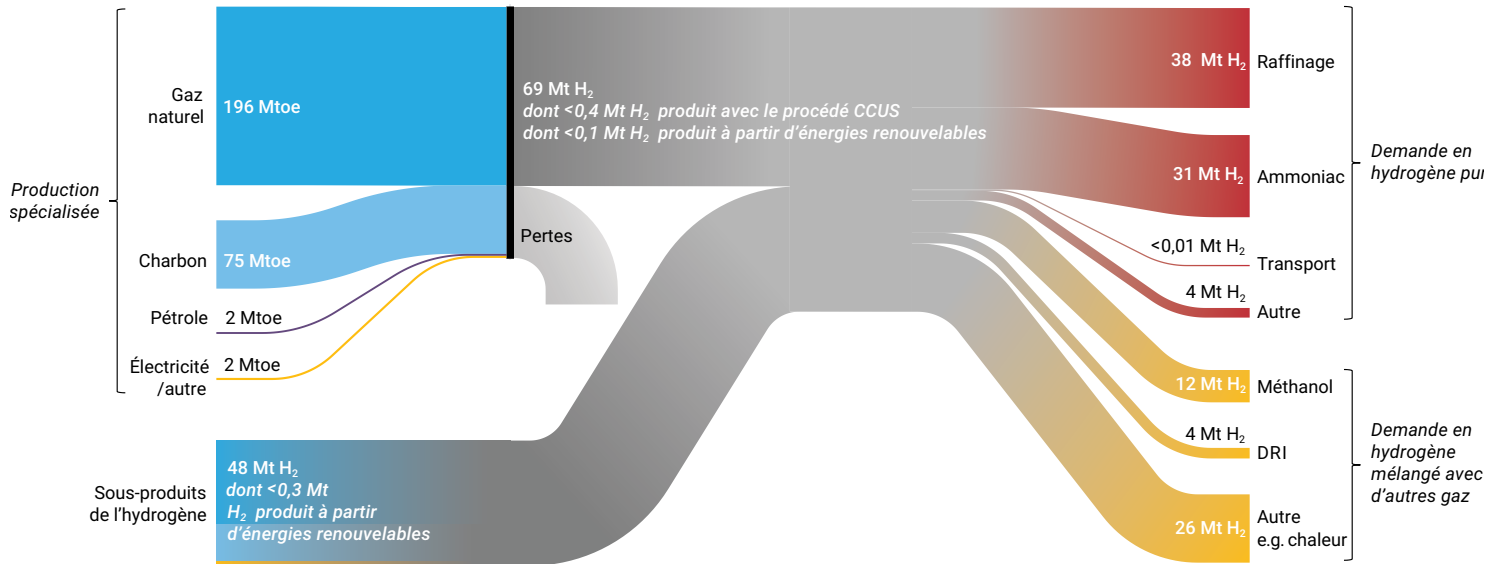


Figure 12 : Consommation mondiale d'hydrogène par application © 2019 IEA; modifié par Polytechnique Montréal [16].

- Mtoe : million de tonnes équivalent pétrole
- Mt H₂ : million de tonnes d'hydrogène

Le diagramme de flux de la Figure 12 illustre le paysage actuel de l'offre et la demande en hydrogène.

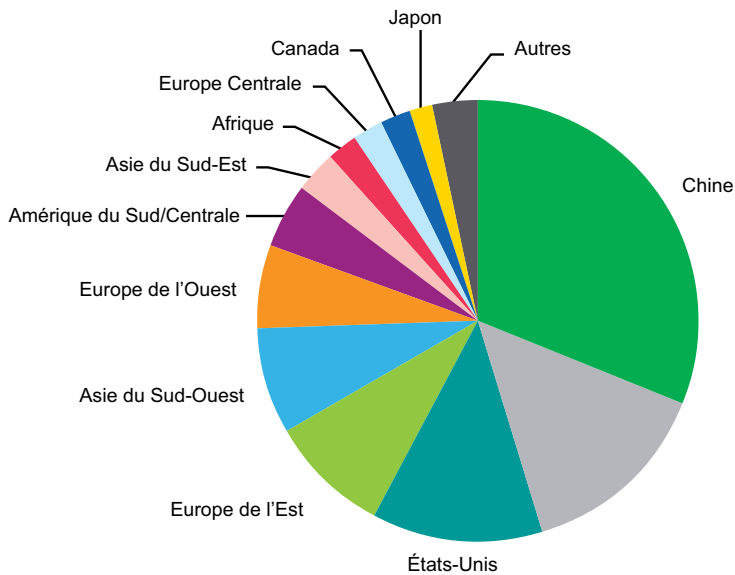


Figure 13a : Distribution géographique en % de la production d'hydrogène © 2018 IHS Markit [18].

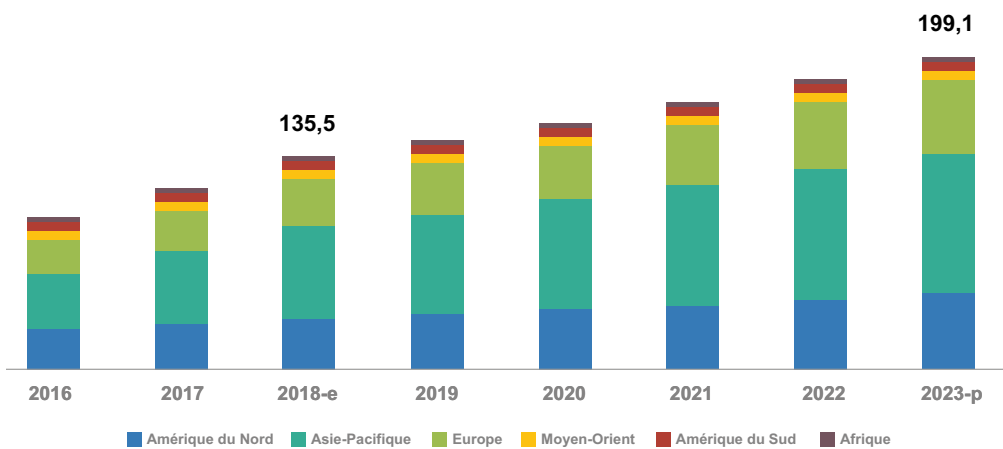


Figure 13b : Volume des ventes en G\$ américains © MarketsandMarkets Analysis [19].

La Figure 13a présente la distribution géographique en % de la production mondiale d'hydrogène et la Figure 13b le volume des ventes (en G\$ américains). On remarque que la répartition géographique est assez équilibrée, l'Asie représentant environ la moitié de la production mondiale.

6. HYDROGÈNE MARCHAND

11 % DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PUR (UN PEU PLUS DE 8 MT/AN ACTUELLEMENT) CONSTITUE CE QUE L'ON APPELLE L'HYDROGÈNE MARCHAND, C'EST-À-DIRE L'HYDROGÈNE DISTRIBUÉ PAR LES GAZIERS INDUSTRIELS SOUS FORME LIQUIDE OU COMPRIMÉE.

Le Tableau 1 présente la production d'hydrogène marchand dans le monde en 2016 [20]. L'immense majorité de cette production a été assurée comme mentionnée précédemment par vaporeformage d'hydrocarbures. Les parts de marché des trois principaux fournisseurs Air Liquide, Air Products et Linde (qui a racheté Praxair en 2018) sont également indiquées. Ces chiffres sont les plus récents que nous avons pu obtenir.

Au Canada, en excluant l'autoproduction des raffineries mais en incluant la production d'ammoniac, la production estimée d'hydrogène est d'environ 1,8 MT/an.

Au Québec, la production d'hydrogène de nos deux raffineries est estimée à 90 kT/an (Suncor ~ 106 T/j et Valero ~ 150 T/j).

Deux autres entreprises soit Messer à Magog et Air Liquide à Bécancour produisent de l'hydrogène (production estimée d'environ 10 kT/an) qu'elles commercialisent comme hydrogène marchand. La production annuelle du Québec est d'environ 100 kT, soit 0,1 % du marché mondial.

2016	MT/an	AIR LIQUIDE %	AIR PRODUCT %	LINDE %
Amérique du Nord	5.4	12	47	39
Union européenne	1.35	44	15	38
Asie	1.35	43	24	24
Reste du monde	0.35	-	-	-

Tableau 1 : Production d'hydrogène marchand © 2016 HyARC [20].

TYPE D'APPLICATION	APPLICATION	OPPORTUNITÉS DE DÉVELOPPEMENT POUR 2030 (ktH ₂ /an)	POTENTIEL À LONG TERME
Principales utilisations de l'hydrogène aujourd'hui	Produits chimiques (ammoniac et méthanol)	Plus de 100	Élevé
	Raffineries et biocombustibles	Plus de 100	Moyen
	Fer et acier (intégration dans la DRI)	10-100	Faible
Nouvelles utilisations de l'hydrogène pour un système d'énergie propre	Bâtiments (conversion à l'hydrogène à 100 %)	Plus de 100	Élevé
	Transport routier	Plus de 100	Élevé
	Véhicules automobiles	Plus de 100	Moyen
	Bâtiments (intégration dans le réseau gazier)	Plus de 100	Faible
	Fer et acier (conversion à l'hydrogène à 100 %)	10-100	Élevé
	Transport aérien et maritime	Moins de 10	Élevé
	Stockage d'électricité	Moins de 10	Élevé
	Production d'électricité flexible et de secours	Moins de 10	Moyen
	Chaleur industrielle à haute température	Moins de 10	Faible

Tableau 2 : Futur de l'hydrogène marchand à l'horizon 2030 © 2019 IEA [16].

Le Tableau 2 présente une perspective globale des opportunités de développement d'hydrogène marchand à l'horizon 2030 selon l'IEA [16]. Les productions estimées apparaissent assez conservatrices particulièrement dans le secteur des transports.

Lorsqu'on analyse la taille du marché et le potentiel à long terme dans ce tableau, cinq secteurs émergent clairement; deux sont déjà établis :

- **LE RAFFINAGE;**
- **LA CHIMIE DE L'AMMONIAC ET DU MÉTHANOL** avec un fort potentiel à long terme; et trois sont porteurs de croissance :
 - **LES TRANSPORTS** (passagers et marchandises);
 - **LA SIDÉRURGIE** (conversion à l'hydrogène);
 - **L'UTILISATION DE L'HYDROGÈNE** pour la génération et le stockage d'énergie (bâtiments et réseaux isolés).

Nous pensons que, compte tenu du bilan carbone remarquable de notre mix énergétique, le Québec possède d'excellents atouts dans ce contexte pour exercer un leadership dans la production et la commercialisation d'hydrogène vert marchand, et pourrait bien être positionné pour accroître sa part de marché au-delà du 0,1 % actuel.

7. SECTEURS D'APPLICATION DE L'HYDROGÈNE MARCHAND

LE QUÉBEC EST BIEN PLACÉ POUR PROFITER DES APPLICATIONS ACTUELLES ET À VENIR DE L'HYDROGÈNE

7.1 RAFFINAGE

Dans le secteur du raffinage, la part de l'hydrogène marchand varie entre 10% et 30% suivant les régions du monde. Le marché nord-américain démontre clairement un bon potentiel pour l'utilisation d'hydrogène vert et ainsi réduire l'empreinte carbone des raffineries (Figure 14).

Le rythme auquel cette décarbonation se produira sera fonction de la baisse des coûts de production d'hydrogène vert et du coût du carbone qui viendra directement affecter les coûts variables des SMR.

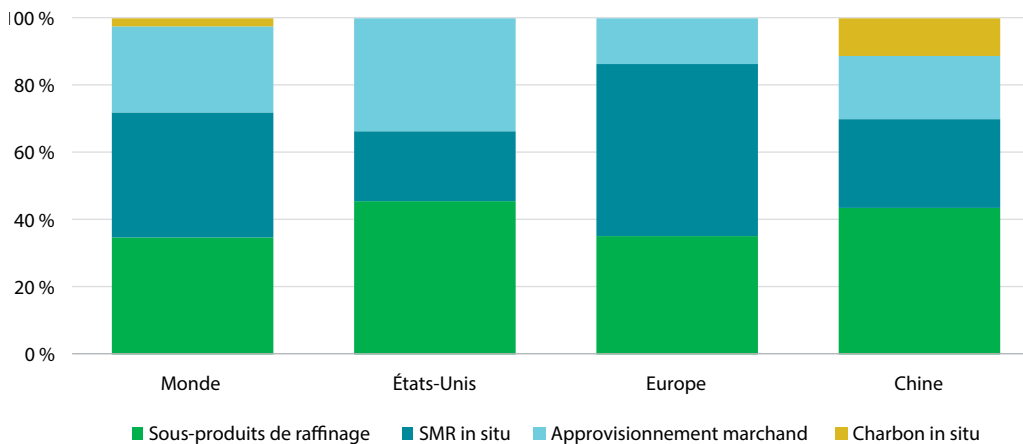


Figure 14 : Hydrogène marchand dans le raffinage © 2019 IEA [16].

7.2 CHIMIE

Ammoniac

L'ammoniac (NH_3), le produit chimique dominant sur le plan de la consommation d'hydrogène, offre de multiples possibilités d'usage. Il constitue la matière première de base dans l'industrie des fertilisants. Il peut en principe être utilisé également comme carburant, directement dans les moteurs diesel des navires, et éventuellement dans ceux des camions et des autos (mélangé avec de l'essence). La société allemande MAN, constructeur important de moteurs marins, a annoncé en 2018 des développements sur ce sujet et la mise au point d'un moteur à ammoniac pour navire d'ici 2021 [21]. Il est même techniquement possible d'utiliser l'ammoniac comme carburant aviation même si cette approche n'est pas encore d'actualité. L'ammoniac peut aussi être employé comme co-combustible dans les centrales thermiques à flamme. Des essais menés au Japon ont montré qu'il est possible d'injecter de l'ammoniac dans une centrale à charbon et dans une centrale à gaz, ce qui a pour effet de réduire les émissions de CO_2 [22] presque à zéro. Notons que les émissions d'oxydes d'azote générées par la combustion de l'ammoniac peuvent être contrôlées par la température des flammes ou l'utilisation d'urée. Les Pays-Bas ont récemment annoncé la construction d'une centrale thermique à l'ammoniac [23].

Parce qu'il s'agit d'un liquide à forte densité énergétique, l'ammoniac peut s'avérer un vecteur énergétique très intéressant. Plus facile à stocker que l'hydrogène, il peut être facilement expédié partout dans le monde par voie maritime et servir de stockage d'énergie à long terme. Il fait d'ailleurs l'objet de *trading* de la part de grands groupes producteurs comme le Norvégien Yara et le Japonais Mitsui ou de courtiers de commodités comme Trammo (USA) ou Deepak (Inde).

L'ammoniac est obtenu par la réaction catalytique de l'azote et de l'hydrogène dans le procédé Haber-Bosch développé en Allemagne avant la première guerre mondiale. Ce procédé est très intensif en émission de GES et la majeure partie de l'ammoniac consommé mondialement est issue de l'hydrogène fabriqué par SMR à partir de gaz naturel (176 kg d'hydrogène sont nécessaires pour la production de 1 T d'ammoniac). En 2018, les quelques 170 MT d'ammoniac produites ont nécessité environ 30 MT d'hydrogène. Le charbon, le naphte,

le coke de pétrole et même des pétroles lourds peuvent être utilisés à la place du gaz naturel en fonction de leur disponibilité locale (Brown 2019). Notons qu'au Canada, les usines produisent en majorité de l'urée, ce qui permet de réduire les émissions de GES de 40 %.

Compte tenu de ce qui précède, on comprend aisément l'avantage de verdir la production d'ammoniac. Trois conditions sont requises à cette fin à savoir :

- 1. DE L'HYDROGÈNE VERT;**
- 2. UNE SOURCE D'AZOTE OBTENUE DE MANIÈRE DÉCARBONÉE** (par exemple par séparation cryogénique de l'air en utilisant de l'énergie renouvelable);
- 3. L'UTILISATION D'ÉNERGIE RENOUELABLE** pour alimenter le procédé Haber-Bosch.

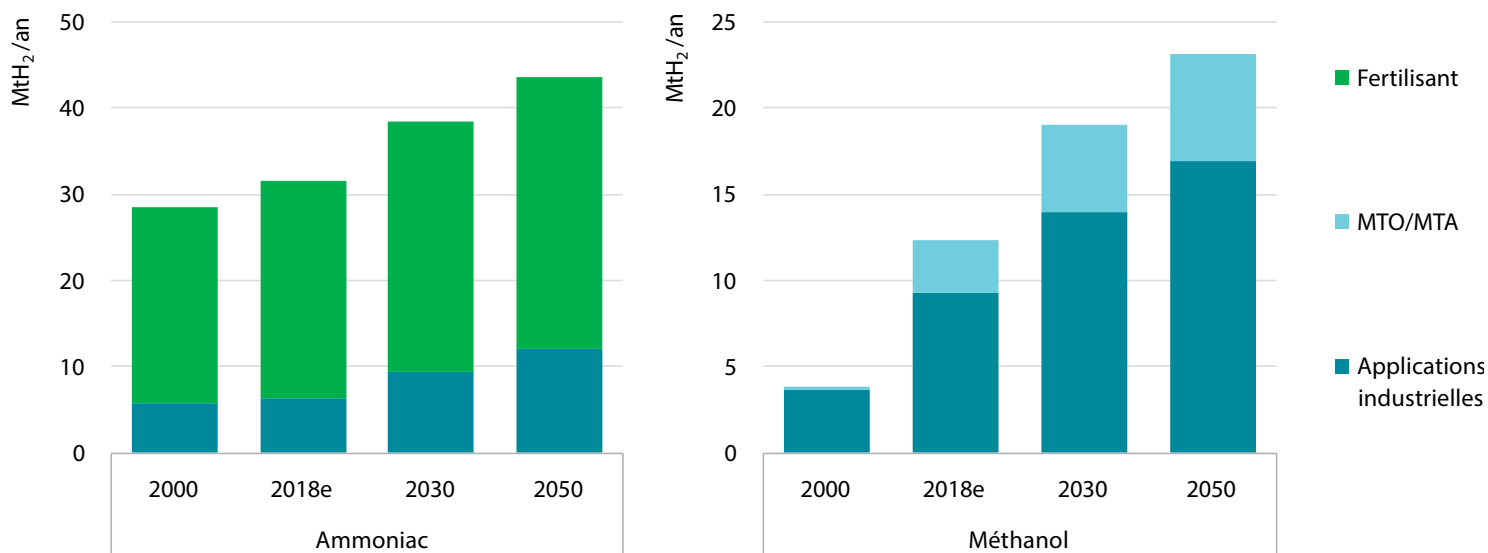


Figure 15 : Évolution de la demande en hydrogène pour l'ammoniac et le méthanol © 2019 IEA [16].

Méthanol

Tout comme l'ammoniac, le méthanol est un produit chimique qui ouvre de très nombreuses perspectives comme carburant ou en chimie industrielle pour fabriquer entre autres des plastiques. Il est obtenu en faisant réagir sous pression un mélange gazeux d'hydrogène, de CO₂ et de CO (syngas). Environ 0,14 T d'hydrogène est nécessaire par tonne de méthanol produite. L'utilisation d'hydrogène vert, de CO₂ recyclés et d'énergie renouvelable pour alimenter le procédé permettrait de neutraliser complètement l'empreinte carbone du méthanol.

Nous montrons à la Figure 15 l'évolution de la demande en hydrogène liée à la croissance de la demande en ammoniac et en méthanol. Comme on peut le noter, une croissance nette des marchés est attendue dans les prochaines décennies.

7.3 SIDÉRURGIE

Le Tableau 2 indique que l'hydrogène sera utilisé dans de nombreuses autres applications que celles de la chimie industrielle, certes en quantités moins importantes, mais dans des secteurs porteurs où le Québec peut jouer un rôle.

Une application intéressante est l'utilisation de l'hydrogène dans la sidérurgie. Une des étapes de fabrication de l'acier consiste en effet à réduire (désoxyder) le minerai de fer en brûlant du coke dans des hauts fourneaux, une opération très intense en terme de CO₂ émis (1.8 T de GES par T d'acier [24]). Avec la technologie DRI (*Direct Reduced Iron*), il est en principe possible de fabriquer de l'acier avec une empreinte carbone beaucoup plus faible en utilisant le syngaz. C'est le cas du procédé Midrex utilisé par Arcelormittal à Contrecoeur [25] qui permet d'éviter entre 50 et 80 % des émissions de CO₂ en utilisant de l'hydrogène produit par vaporeformage à partir du gaz naturel. Il est aussi possible de réduire directement sans fusion le minerai de fer en utilisant un mélange d'hydrogène vert concentré ce qui rend le procédé quasi carboneutre (procédé Midrex H2). Dans ce procédé à base d'hydrogène, la consommation d'hydrogène s'établit à 54 kg/T de DRI.

Plusieurs projets pilotes sont en cours dans le monde (Hybrit par le sidérurgiste SSAB en Suède, Midrex H2 par ArcelorMittal à Hambourg, et par Thyssenkrupp dans son aciérie de Duisburg en association avec Air Liquide).

7.4 NOUVELLES APPLICATIONS DE L'HYDROGÈNE VERT

Chimie industrielle

Comme nous venons de le voir, ce sont les secteurs pétroliers et chimiques (méthanol et ammoniac) qui vont continuer à porter l'augmentation de la demande en hydrogène. Ce sont donc de bonnes cibles pour la valorisation de l'hydrogène vert. Dans le domaine chimique, de nouveaux marchés sont aussi envisageables, en particulier la fabrication de carburants synthétiques liquides carboneutres, de diméthylether (DME) qui est un substitut du propane, et d'éthanol à partir de méthanol. Dans ces trois cas, une source de CO₂ est requise ce qui permet d'envisager une captation massive de CO₂ industriel dans une perspective de fermeture du cycle du carbone (économie circulaire).

Décarbonation du gaz naturel

L'intérêt de la filière de conversion d'électricité en gaz naturel est de pouvoir décarboner le méthane utilisé pour la production de chaleur et d'électricité. Cependant, la fabrication de gaz naturel synthétique par la réaction de Sabatier n'est pas encore compétitive par rapport au prix du gaz. C'est une option de long terme.

L'injection d'hydrogène pur dans les réseaux de gaz naturel est une autre option de décarbonation si l'hydrogène peut être produit à un coût suffisamment bas. Elle se heurte cependant à des contraintes techniques liées à l'intégrité des matériaux dans les gazoducs. La limite légale la plus élevée est de 6 % en volume en France [16]. Des essais sont en cours depuis deux ans en Allemagne avec un taux d'injection de 10 %.

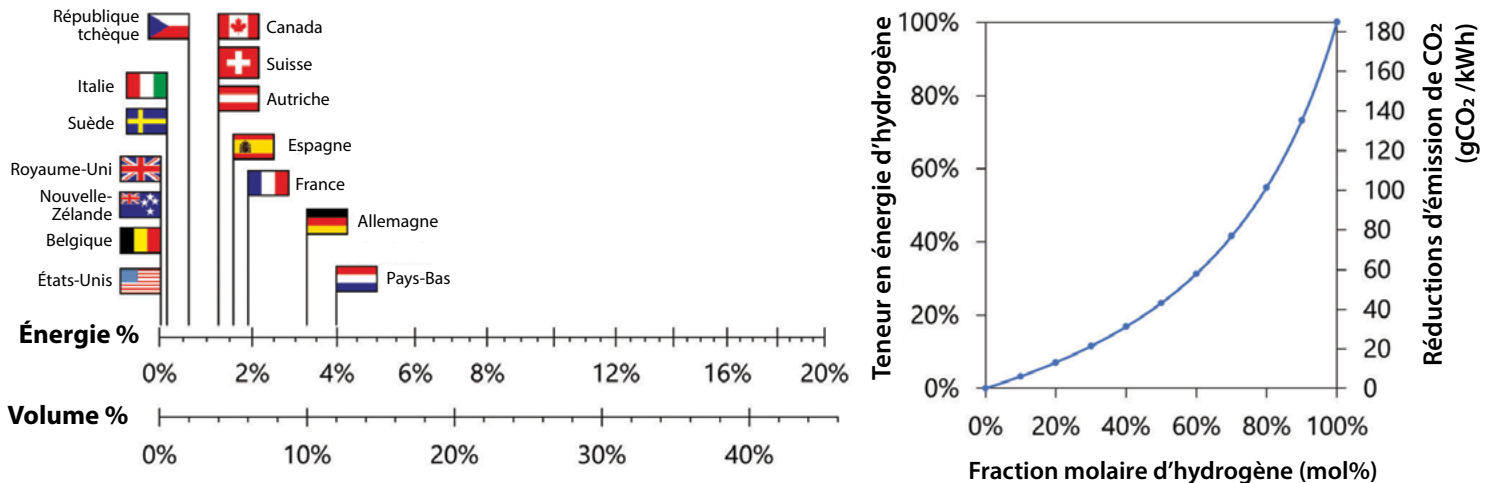
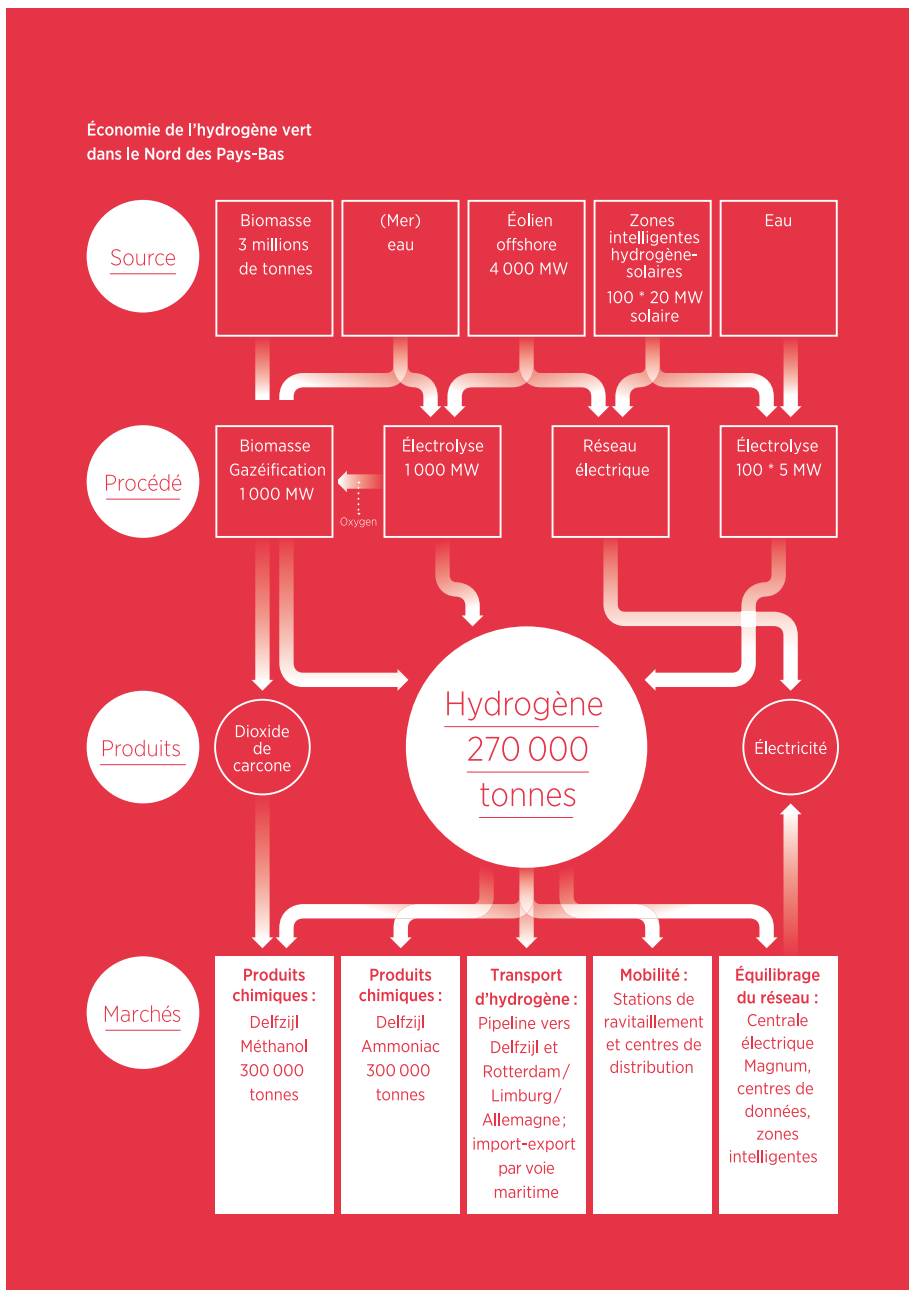


Figure 16 : Limites légales d'injection d'hydrogène dans les gazoducs en Europe © 2018 Energy & Environmental Science [26].

La Figure 16 montre les limites existantes des niveaux d'injections dans différents pays de l'Union Européenne [26].

Au Québec, Énergir mène une étude préliminaire avec d'autres partenaires en vue de la construction d'une usine de production d'hydrogène de 160 M\$ canadiens dans la grande région de Montréal (Nouvelles de TVA du 24 octobre 2019).

Pour fixer les idées, un niveau d'injection de 5 % en volume de H₂ vert dans un réseau de gaz diminue les émissions de CO₂ de 1,4 % lors de la combustion. À un niveau d'injection de 20 % en volume (ce qui est considéré comme le maximum dans un réseau de gaz naturel standard), la réduction des émissions passe à 6,3 % [27].



Un exemple concret d'une « Économie de l'hydrogène vert » basée sur la transformation d'un système énergétique carboné existant est présenté à la Figure 17 [28]. Ce vaste projet est en cours de réalisation dans le nord des Pays-Bas, une région dont la richesse s'est construite sur l'économie du gaz naturel. Un autre projet en cours est celui de Leeds 21 au R-U.

Mobilité hydrogène

La mobilité électrique à base d'hydrogène vert est l'application de l'hydrogène la plus médiatisée en raison de son impact potentiel important sur la décarbonation des transports, un secteur en émergence rapide. L'utilisation de l'électrolyse pour la fabrication de l'hydrogène vert est particulièrement attrayante car l'alimentation des piles à combustible exige un niveau de pureté de l'hydrogène élevé en raison de la sensibilité à l'empoisonnement des catalyseurs au platine.

Figure 17 : Projet Hydrogène vert dans la région de Groningue au Pays-Bas

© 2017 Noordelijke Innovation Board [28].

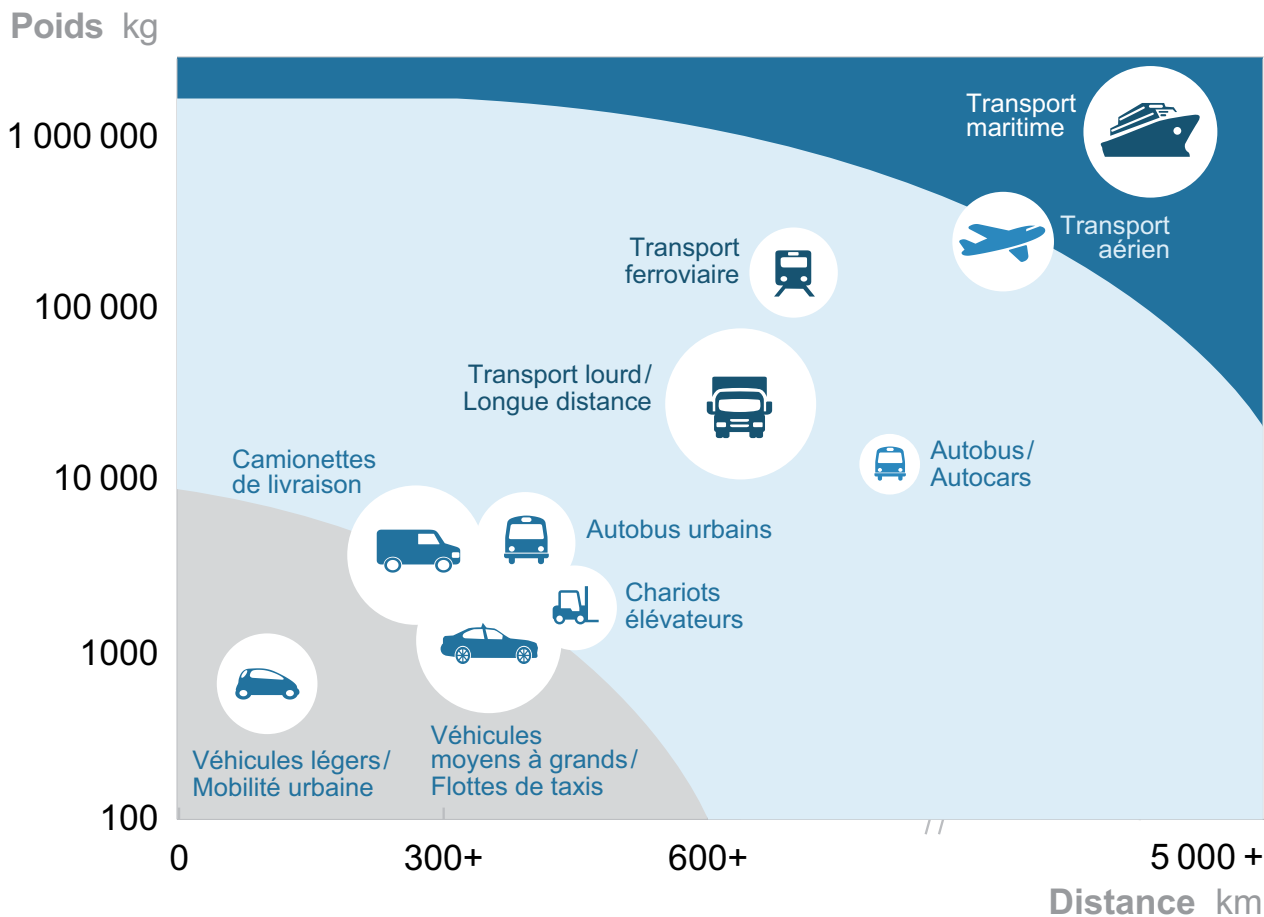


Figure 18 : Mobilité électrique par type de technologie © 2017 Hydrogen Council ; modifié par Polytechnique Montréal [29].

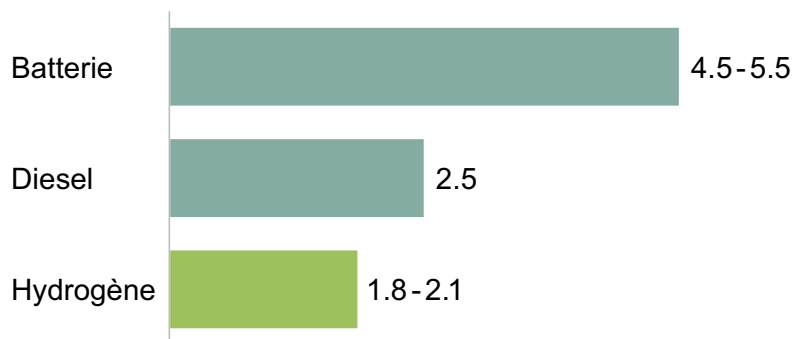
Comme l'illustre la Figure 18 qui exprime la relation entre la masse à transporter (en kg) et la distance à parcourir (en km), la mobilité basée sur l'hydrogène est complémentaire à la mobilité par batterie. Cette figure provient d'une étude du *Hydrogen Council* [29] réalisée par McKinsey avec l'aide des grands constructeurs automobiles membres fondateurs de l'organisation (Figure 2). La zone grise correspond au domaine d'utilisation des batteries (courte distance, faible masse à transporter), et la zone en bleu clair à celle où la mobilité hydrogène paraît la plus intéressante (longue distance, masse importante à transporter). La région en bleu foncé est le secteur de prédominance des carburants de synthèse (électrocarburants ou biocarburants).

Notons que tous les acteurs de l'automobile de l'*Hydrogen Council* travaillent sur la mobilité électrique par batterie ou sur l'hybridation, pour certains depuis plus de 20 ans (Toyota est l'inventeur de l'hybridation en 1997); on ne peut donc guère leur prêter de biais favorable envers l'hydrogène au détriment de la batterie.

Pour le transport individuel sur de courtes distances (zone en grise sur la Figure 18), par exemple l'aller-retour domicile-travail, les véhicules électriques à batterie sont pour le moment mieux adaptés. Notons cependant qu'au Québec, la réduction notable de l'autonomie des véhicules à batteries en climat hivernal pourrait justifier l'électrification des véhicules légers par l'hydrogène, tout au moins dans les cas de mobilité intensive (flottes de taxis ou de camionnettes de livraison).

Selon l'étude du *Hydrogen Council*, la mobilité hydrogène s'avère particulièrement intéressante dans les situations suivantes :

- **TRANSPORT ROUTIER** longue distance;
- **TRANSPORT Lourd** (véhicules/machinerie dans les secteurs miniers ou forestiers);
- **TRANSPORT À HAUTE INTENSITÉ** (autobus urbains, flottes de taxis, chariots élévateurs pour entrepôts, ports et aéroports);
- **TRANSPORT FERROVIAIRE**;
- **TRANSPORT MARITIME.**



Les réservoirs d'hydrogène ont

10 fois +

de densité d'énergie (par poids)
que les batteries

Figure 19 : Masse (en T) de l'ensemble moteur-réservoir pour un tracteur de semi-remorque de 18 T © 2018 Hydrogen Council [30].

Les raisons évoquées par le *Hydrogen Council* en faveur de l'hydrogène sont les suivantes :

- LE TEMPS POUR FAIRE LE PLEIN D'HYDROGÈNE**
est identique à celui d'un plein d'essence en station et il est très inférieur au temps de recharge d'une batterie;
- LE POIDS DE L'ENSEMBLE RÉSERVOIR-CARBURANT**
ne pénalise pas la charge à transporter contrairement à l'option batterie (Figure 19); ceci s'explique aisément par la densité d'énergie massique très favorable de l'hydrogène qui est 10 fois celle des batteries;
- LE COÛT DE DÉPLOIEMENT D'UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE CARBURANT**
est plus favorable que celui d'un réseau de bornes de recharge lorsque le nombre de véhicules électriques est élevé.



Figure 20 : Consommation typique en mobilité hydrogène © 2018 HY2GEN ; modifié par Polytechnique Montréal [31].

Il est très difficile de prévoir les volumes d'hydrogène marchand supplémentaires qui vont être nécessaires pour assurer la mobilité hydrogène car les quantités requises vont dépendre du taux de pénétration à un instant donné de la mobilité hydrogène et de son évolution, ainsi que du type de mobilité dont il s'agit.

La Figure 20 illustre des ordres de grandeur de consommation par type de mobilité sur une base journalière.

Sur une base kilométrique, le retour d'expérience montre qu'un véhicule léger type Toyota Mirai consomme entre 0,76 et 1 kg d'hydrogène au 100 km, un autobus entre 8 et 14 kg au 100 km, un camion entre 7,5 et 15,7 kg au 100 km et un train entre 25 et 30 kg au 100 km [32].

Dans le cas des véhicules légers, le parc mondial compte actuellement moins de 10000 véhicules concentrés dans deux pays précurseurs, soit les USA et le Japon.

Le Tableau 3 présente la situation actuelle de la mobilité hydrogène à la fin de 2019 [33].

RÉGION	VÉHICULES LÉGERS	BUS	CAMIONS ET NAVETTES
États-Unis	8 071	35	3
Reste du monde	7 186	2 907	1 201

Tableau 3 : État de la situation de la mobilité hydrogène en 2019 © 2019 Hydrogen Tools [33].

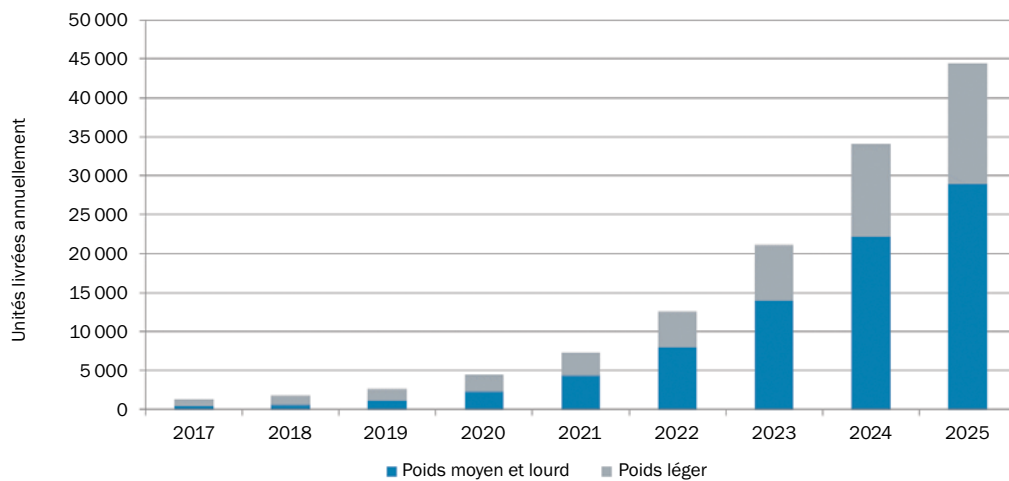


Figure 21 : Évolution du marché des véhicules à hydrogène © 2019 Interact Analysis [34].

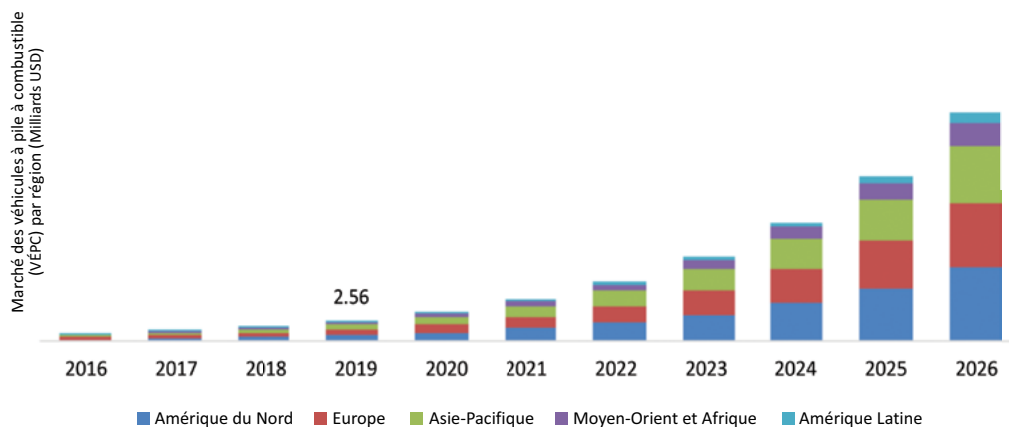


Figure 22 : Évolution de la valeur du marché de la mobilité hydrogène © 2020 Polaris [35].

La Figure 21 montre l'évolution anticipée du marché des camionnettes et des camions jusqu'en 2025 [34] et la Figure 22 la croissance attendue en valeur de l'ensemble du marché sur la même période [35]. En 2019, le marché est estimé à 2,56 milliards de dollars américains et il devrait être multiplié par 11 d'ici 2026 pour atteindre 28,8 milliards de dollars américains, soit un taux de croissance cumulé moyen de 41,2%.

Pour inciter les consommateurs à considérer la mobilité hydrogène, certains pays ont fait le choix de codévelopper les réseaux de stations de ravitaillement en hydrogène avec l'industrie privée. C'est le cas de l'Allemagne et du Japon. Globalement cependant, le taux de pénétration reste actuellement négligeable pour trois raisons :

- **LE COÛT ÉLEVÉ DES VÉHICULES** qui ne bénéficie pas encore d'une industrialisation de masse;
- **LA NON-DISPONIBILITÉ DE VÉHICULES** et le choix limité de modèles;
- **LE NOMBRE LIMITÉ DE STATIONS-SERVICES** offrant de l'hydrogène et leur répartition géographique.

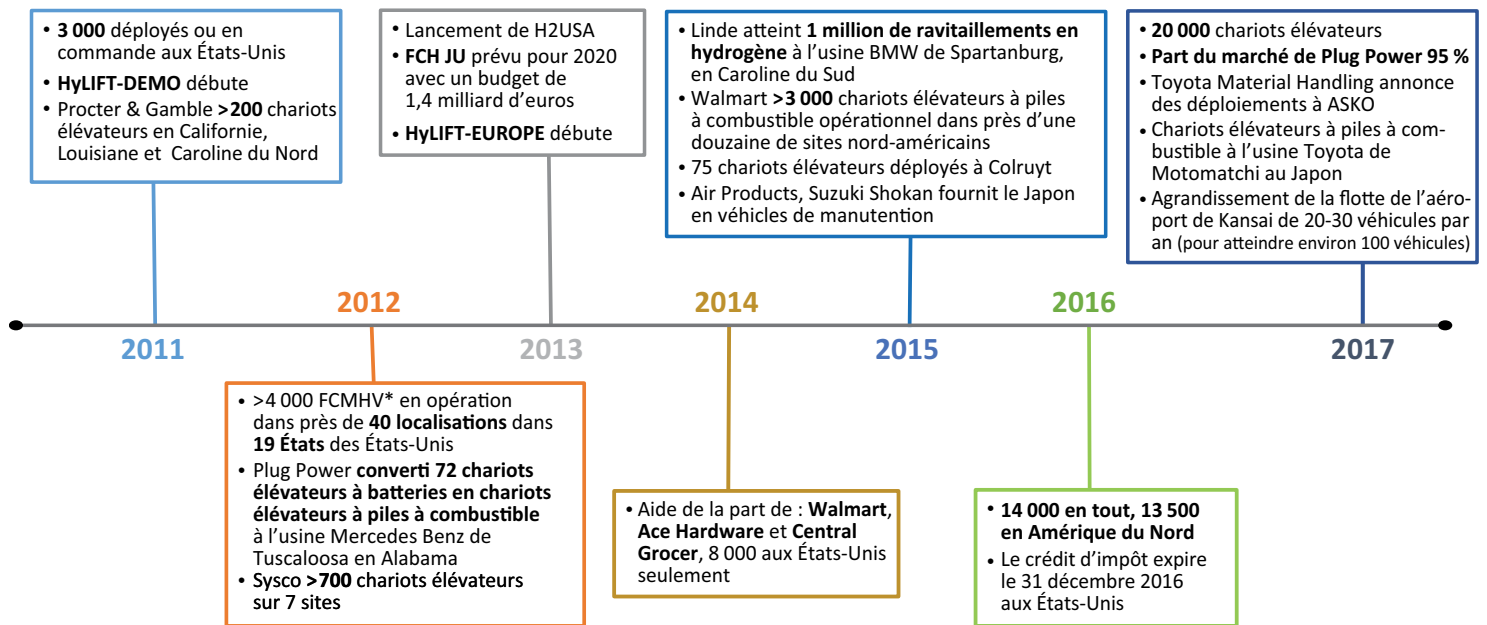


Figure 23 : Évolution du marché des chariots élévateurs © 2018 Hylift Europe [36].

Le marché des chariots élévateurs à piles à combustible est considéré comme un segment porteur pour la manutention des marchandises en entrepôts comme substitut aux équipements alimentés en propane (qui émettent du CO₂ à l'échappement) ou à batterie (dont le long temps de recharge nuit à la productivité).

Nous montrons à la Figure 23 l'historique du développement de marché des chariots élévateurs [36].

Au 28 avril 2019 [37], le nombre de chariots élévateurs étaient de plus de 25 000 et plus de 19 millions de pleins d'hydrogène avaient été effectués. Un plein typique est de l'ordre de 1,2 kg à 350 bars.

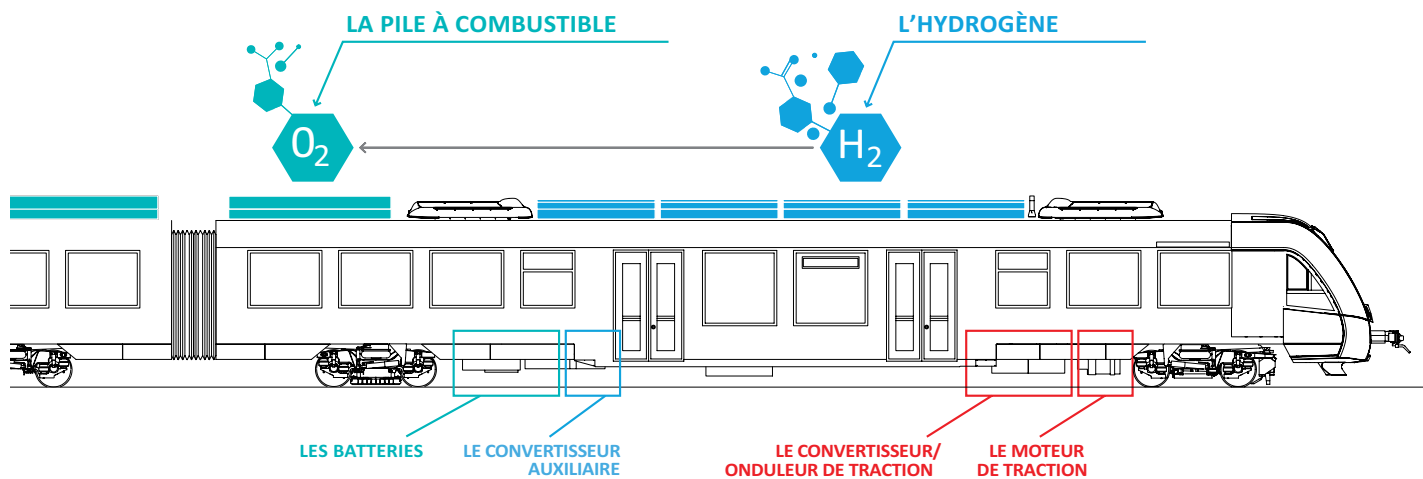


Figure 24 : Train Coradia iLint de Alstom © 2016 Alstom ; modifié par Polytechnique Montréal [38].

Il n'y a pas que les applications de mobilité routière qui présentent un intérêt. En effet, le transport ferroviaire à hydrogène est déjà une réalité en Allemagne (Figure 24). Un train régional utilisant la technologie de piles à combustible de Hydrogenics a été développé par Alstom. Ce train appelé Coradia iLint a une capacité de 320 passagers et possède les caractéristiques techniques suivantes :

- **PILE À COMBUSTIBLE** de 200 kW;
- **RÉSERVOIR D'HYDROGÈNE** de 99 kg d'hydrogène pur à 350 bars;
- **BATTERIES LITHIUM-ION** de 225 kW alimentées par la pile à combustible et le système de récupération d'énergie du freinage.

À la suite d'essais de démonstration réalisés en 2017 et en 2018 dans le nord-ouest de l'Allemagne qui se sont révélés probants techniquement et économiquement rentables par rapport au diesel, différentes régions ont passé commande de 28 trains Coradia iLint pour environ 400 M\$ américains en mars 2019. Depuis, plusieurs pays ont annoncé des initiatives semblables dont la SNCF en France.

Dans le domaine du ferroviaire à nouveau, Sifang (filiale de China South Rail Corporation) a développé un tramway à hydrogène. Ce tramway issu de deux ans de R&D est entré en opération début décembre 2019 dans la région de Shenzhen.

Il a une vitesse maximale de 70 km/h et peut transporter jusqu'à 380 passagers. Le tram prend 3 minutes pour faire le plein et dispose d'une autonomie de 100 km. Notons qu'un autre tramway à hydrogène est en service sur le réseau de transport urbain de Saint-Petersbourg depuis novembre 2019.

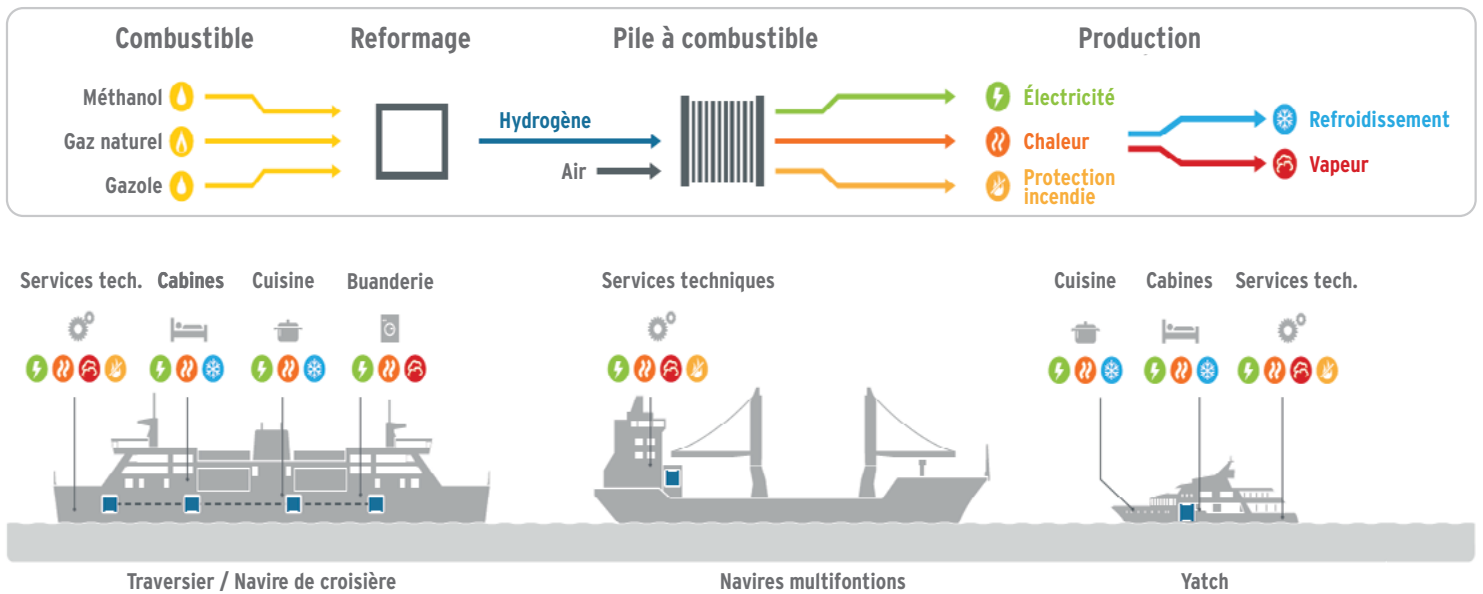


Figure 25 : Décarbonation dans le transport maritime © 2018 European Hydrogen Energy Conference [39].

Dans le transport maritime, les applications potentielles de l'hydrogène sont multiples (Figure 25). Elles couvrent aussi bien la motorisation du navire que son alimentation électrique ou les services en vapeur et en eau chaude.

Stockage d'énergie

Finalement, le stockage massif d'énergie sous forme chimique est une voie prometteuse mais encore en émergence. Plusieurs possibilités existent (Figure 26) mais elles n'ont pas toutes atteint le même stade de maturité technologique ou commerciale.

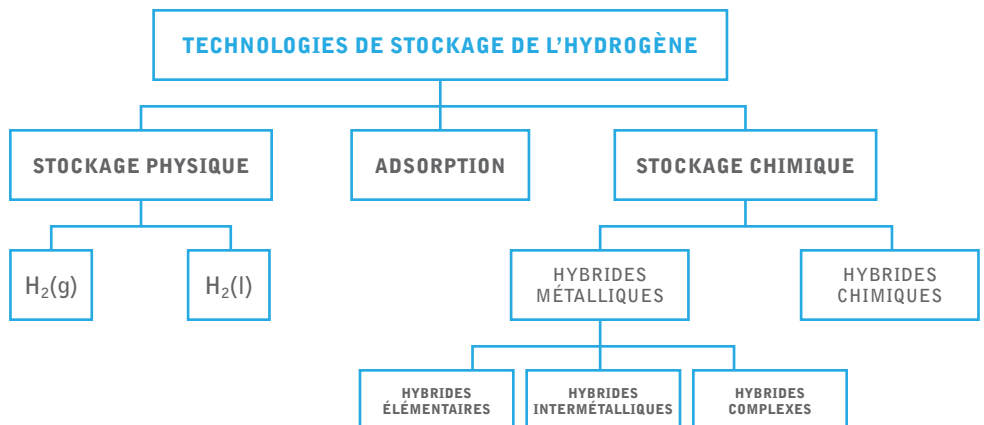


Figure 26 : Technologies de stockage de l'hydrogène © 2019 Hydrogen Energy [40].

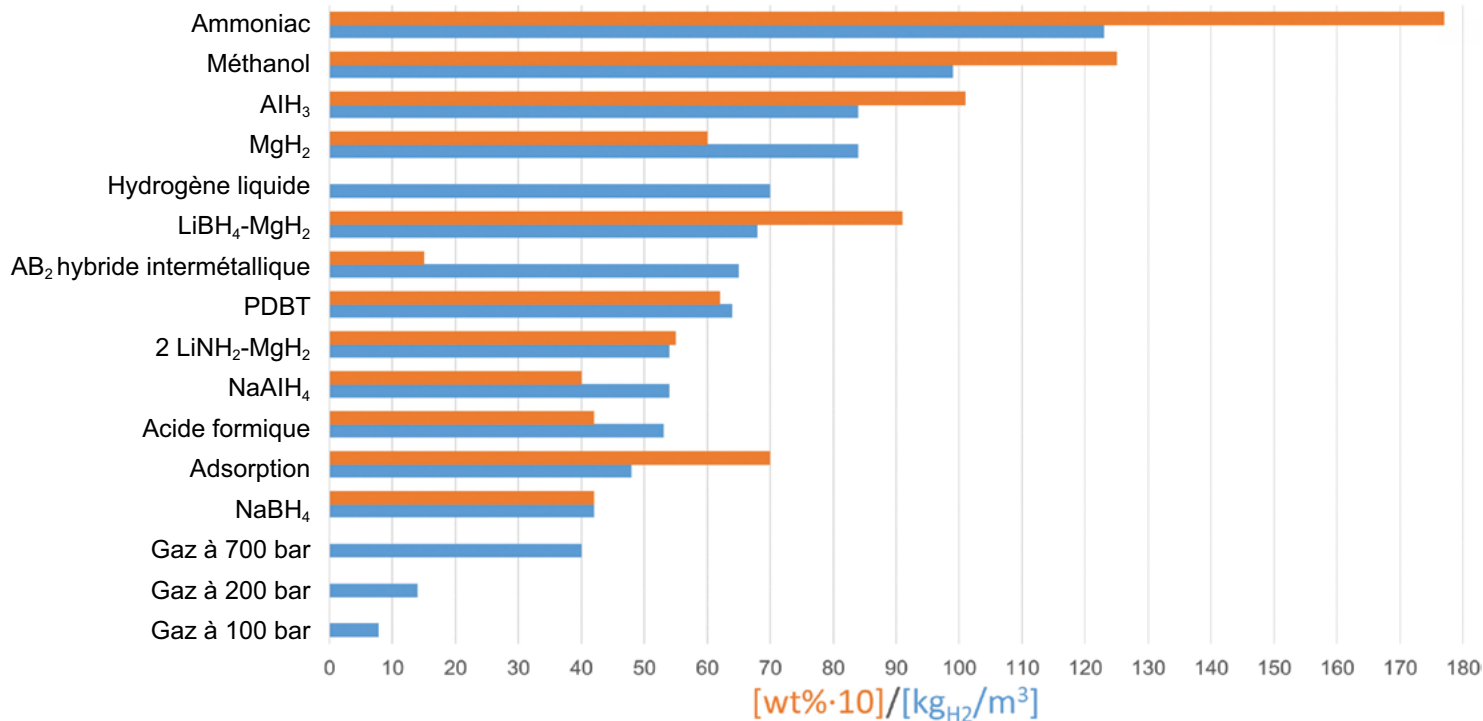


Figure 27 : Densité volumétrique (en bleu) et massique (en orange) du stockage de l'hydrogène © 2019 Hydrogen Energy [40].

Sur le plan pratique, l'hydrogène est à l'heure actuelle stocké (et transporté) sous forme comprimée, liquide ou encore sous la forme d'un composé chimique (ammoniac ou méthanol).

La Figure 27 [40] démontre l'intérêt de l'option chimique (ammoniac, méthanol) sur la base de la densité d'énergie par unité de masse ou de volume, ceci d'autant plus si le produit chimique en question peut être utilisé tel quel. L'hydrogène liquide est aussi une voie possible. Dans tous les cas, un bilan doit être réalisée pour estimer le coût énergétique lié à la voie de stockage considérée.

Hydrogène électrolytique

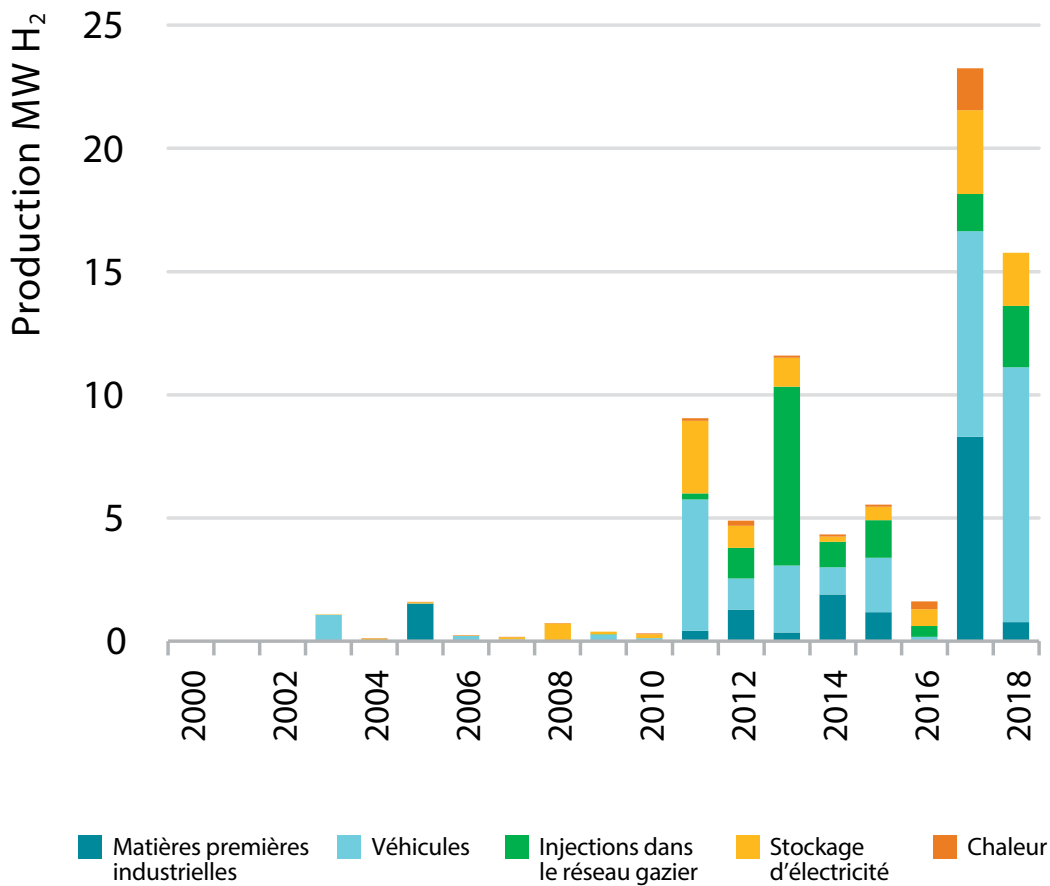


Figure 28 : Projets industriels de production d'hydrogène par électrolyse © 2019 IEA [16].

L'IEA a réalisé un inventaire des nouveaux usages liés à la production d'hydrogène par électrolyse au cours des dernières années (Figure 28). On note que la mobilité et le *Power-to-X* sont les deux secteurs qui ont connu les plus gros développements.

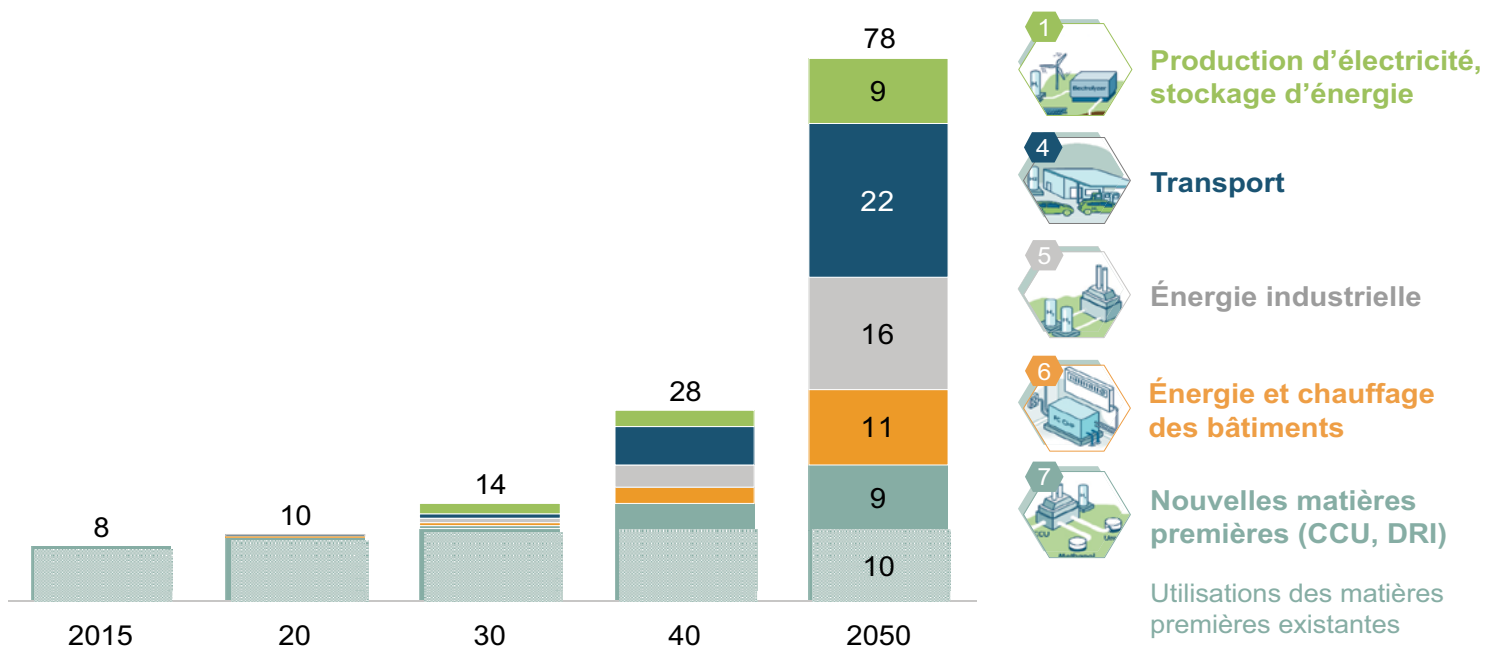


Figure 29 : Évolution globale de la demande en hydrogène en EJ © 2017 Hydrogen Council [29].

Enfin, l'*Hydrogen Council* s'est livré à un exercice prospectif quant à l'évolution de la demande mondiale en hydrogène pour combler les nouveaux usages que nous venons de décrire.

La Figure 29 illustre l'augmentation de la production dans les 30 prochaines années. Selon cette étude, il va falloir dans les 10 prochaines années développer une capacité de production supplémentaire de 14 EJ d'hydrogène (71 MT), soit près de 3 900 TWh. Espérons que la production de cet hydrogène sera décarbonée. À l'horizon 2050, cette capacité devra atteindre 78 EJ (400 MT), soit 21 700 TWh.

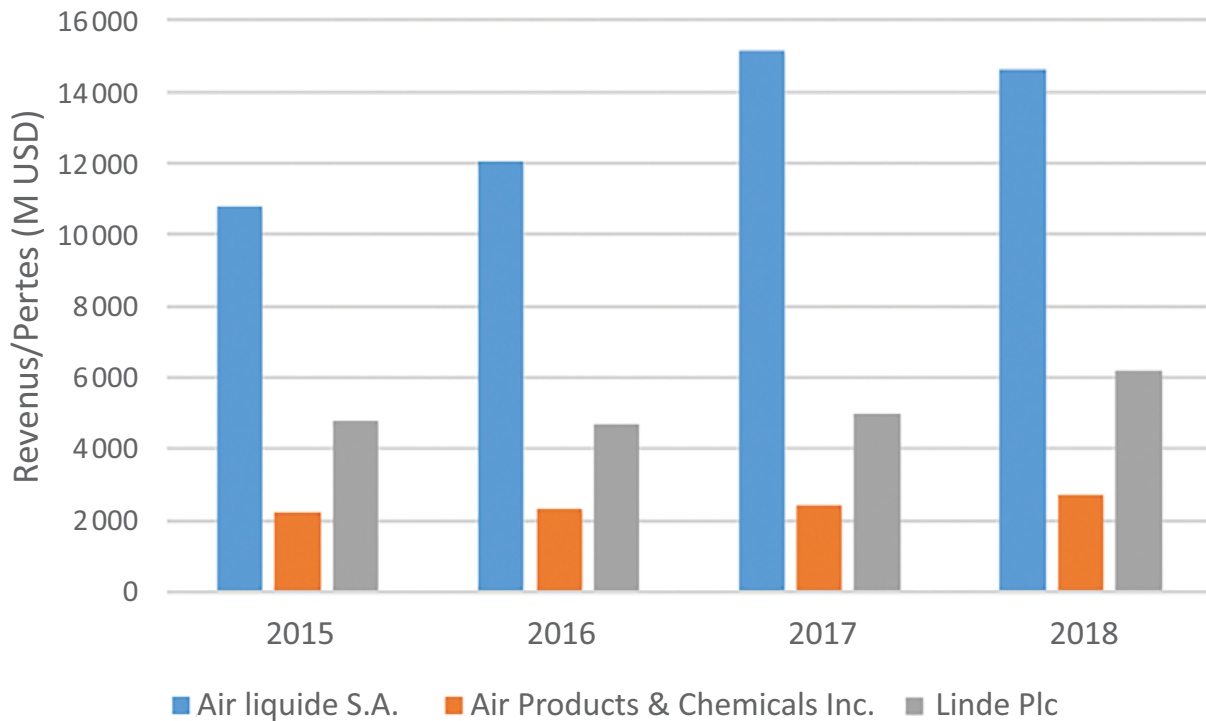


Figure 30 : Résultats financiers des principaux producteurs d'hydrogène marchand © 2019 Yahoo Finance.

7.5 ACTEURS DE L'HYDROGÈNE MARCHAND

Comme nous l'avons mentionné, le marché de l'hydrogène est un marché captif, c'est-à-dire que les grands consommateurs de l'industrie du raffinage et les producteurs d'ammoniac et de méthanol exploitent généralement leurs propres installations de production d'hydrogène. Ce marché est pour

le moment dominé par quelques sociétés gazières internationales possédant l'expertise nécessaire en matière de production, de stockage, de distribution et d'application, à savoir Air Liquide, Linde et Air Products.

La Figure 30 présente l'évolution du chiffre d'affaires consolidé de ces acteurs (ensemble de leurs activités) depuis 2015. Les données ont été obtenues du site web Yahoo Finance le 1^{er} août 2019.

7.6 REGARD SUR LA SITUATION CANADIENNE ET LE POTENTIEL DU QUÉBEC

Pour satisfaire les engagements de l'Accord de Paris en 2015, la croissance du marché de l'hydrogène va devoir s'appuyer sur la production d'hydrogène vert. Au Canada, 4 options sont considérées, qui ont été présentées lors de l'atelier sur l'hydrogène organisé par Ressources Naturelles Canada le 15 août 2019 à Ottawa :

- **LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR VAPOREFORMAGE DU GAZ NATUREL** avec captage et séquestration géologique du carbone (hydrogène bleu);
- **LA PRODUCTION DE GAZ DE SYNTHÈSE** par combustion in situ de sables bitumineux avec captage et séquestration géologique du carbone (hydrogène bleu);
- **L'UTILISATION DES EXCÉDENTS** d'électricité électronucléaire (hydrogène jaune);
- **LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR D'HYDROÉLECTRICITÉ** et d'éoliennes (hydrogène vert).

Il semble intéressant à ce stade de regarder quel est le potentiel du Québec pour valoriser notre patrimoine hydroélectrique et éolien sous forme d'hydrogène. Pour ce faire, considérons un site de production tel le complexe de la Romaine, soit 8 TWh/an. 1 kg d'hydrogène requiert de 55 à 60 kWh d'électricité et 10 litres d'eau, soit une production possible avec 8 TWh d'environ 140 kT d'hydrogène vert, soit environ 25 % de plus que la production actuelle d'hydrogène au Québec. Notons que ces 140 kT d'hydrogène nécessiteraient aussi des besoins en eau de 1 400 000 m³ (400 piscines olympiques).

Prenons un autre exemple dans le domaine éolien. La puissance installée du parc éolien de la Seigneurie de Beaupré (Boralex) est de 365 MW soit une production de l'ordre de 1 TWh considérant un facteur d'utilisation de 0,35 [41]. 8 TWh correspondraient donc à huit parcs de ce type.

La production annoncée par Air Liquide à Bécancour dans son projet d'installation d'un électrolyseur de 20 MW est de 8 T/J soit 2,8 kT/an pour un facteur d'utilisation fixé à 97 % (le facteur d'utilisation exact est non public). Il faudrait 50 projets de taille semblable pour produire 140 kt/an.

Si on prend l'exemple de la mobilité hydrogène, 140 kT/a d'hydrogène correspondraient aux besoins annuels de 4666 camions de transport lourd (environ la moitié du parc du Québec). Dans les applications de chimie industrielle, l'utilisation de 140 kT/an d'hydrogène correspondrait à une usine d'ammoniac de classe mondiale de plus de 700 kT/an.

8. ÉLECTROLYSE ET ÉQUIPEMENTIERS

IL EXISTE TROIS TECHNOLOGIES D'ÉLECTROLYSE : L'ÉLECTROLYSE ALCALINE (AEC), L'ÉLECTROLYSE À MEMBRANE ÉCHANGEUSE DE PROTONS (PEMEC) ET L'ÉLECTROLYSE À OXYDE SOLIDE (SOEC).

La Figure 31 [42] résume les schémas de principe de ces trois types d'électrolyseurs.

L'électrolyse alcaline est une technologie commerciale utilisée depuis les années 1920, en particulier pour la production d'hydrogène dans les industries des engrais et du chlore. Elle utilise comme solution électrolytique de l'eau mélangée à de l'hydroxyde de potassium et des séparateurs à base d'amiante. La capacité de production d'hydrogène des AEC (non pressurisés) peut atteindre plus de 200 T/jour [43].

Les systèmes PEMEC ont été introduits par General Electric il y a environ 60 ans pour pallier les inconvénients des électrolyseurs alcalins. Ils sont peu encombrants et sont en mesure de produire de l'hydrogène à quelques dizaines de bars sans compresseur. La capacité courante de ces électrolyseurs est de 5 MW. Leur coût est plus élevé en raison de la présence de catalyseurs précieux (platine, iridium) et les membranes sont relativement fragiles. Leur durée de vie est également plus courte que celle des AEC.

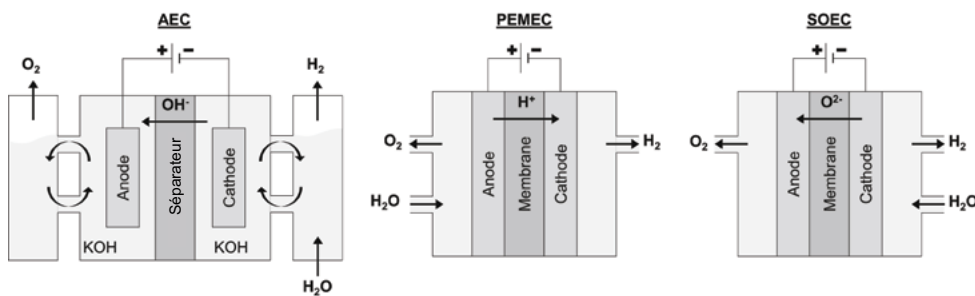


Figure 31 : Types d'électrolyseurs © 2017 Hydrogen Energy [42].

Les électrolyseurs à oxyde solide SOEC, qui sont encore en phase de préindustrialisation, utilisent des céramiques à ions O²⁻ comme électrolyte et ont de faibles coûts de matériaux. Ils fonctionnent à haute température et avec un degré élevé d'efficacité électrique. Parce qu'ils utilisent la vapeur d'eau pour l'électrolyse, ils ont besoin d'être intégrés à une source de chaleur pour assurer leur efficacité énergétique sans quoi leurs conditions d'exploitation les rendent inintéressants.

Le marché des électrolyseurs est contrôlé par quelques sociétés dont certaines couvrent également le domaine des piles à combustible comme nous le verrons. Parmi les acteurs les plus actifs du marché, citons Nel ASA (Norvège), ThyssenKrupp (Allemagne), McPhy (France) et Hydrogenics (Canada) pour les systèmes AEC, ITM (UK) et Hydrogenics (Canada) pour les PEMEC, et FuelCell Energy (USA) pour les SOEC.

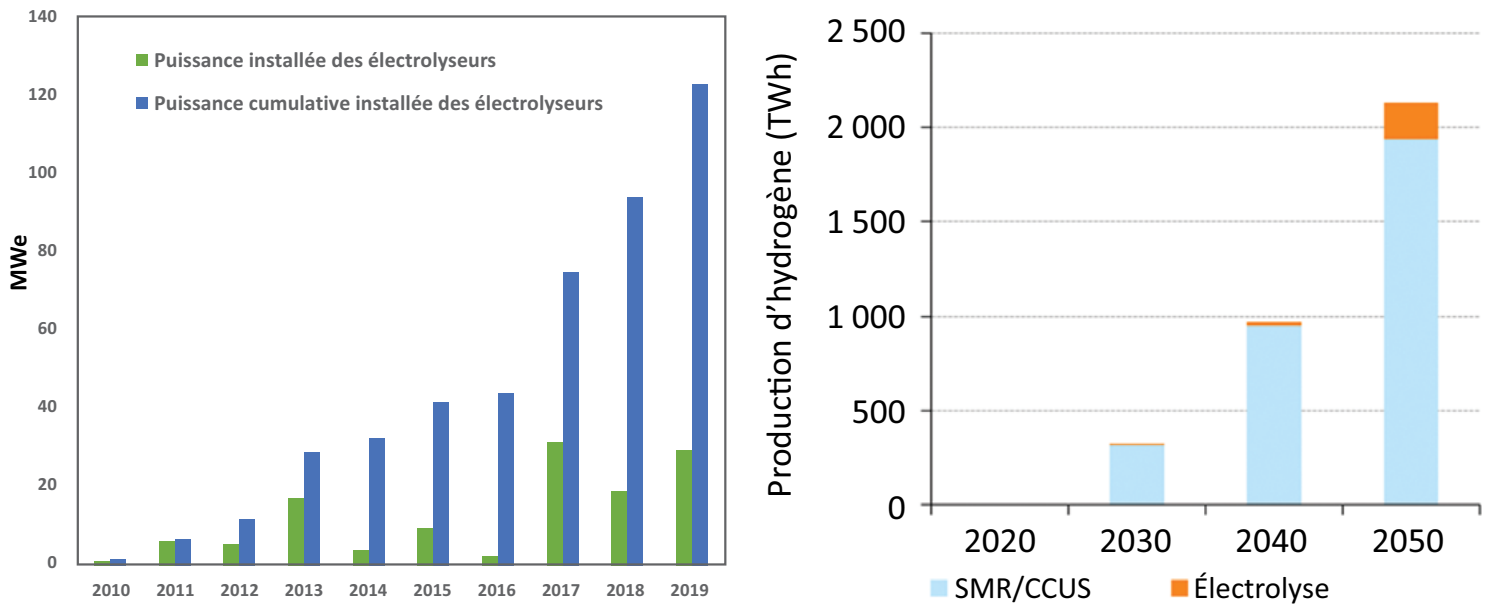


Figure 32 : a) Historique des installations d'électrolyseurs depuis 2010, et b) Évolution de la production d'hydrogène en Europe © AFRY [44].

Il est très difficile d'avoir accès à des données sur la puissance déjà installée ou le nombre d'électrolyseurs utilisés dans le monde ou dans des marchés spécifiques.

La Figure 32a (à gauche) présente un historique des installations d'électrolyseur depuis 2010 et la Figure 32b (à droite) le potentiel futur d'installation d'électrolyseurs pour l'Europe [44].

Les données de la Figure 32a ont été obtenues à partir d'une recherche d'informations année après année publiées sur le web. Même si l'augmentation de la puissance d'électrolyse installée suit une tendance claire, la puissance cumulative installée en 2019 dans le monde reste très faible. Ceci est expliqué par la Figure 32b qui montre clairement que la disponibilité de gaz à coût peu élevé et une électricité relativement chère privilégie la technologie SMR dans la plupart des pays de l'UE.

Cependant, dans les régions du monde où le coût de l'électricité est abordable et disposant de puissance suffisante, on peut penser que la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait jouer un rôle plus déterminant. La baisse continue des coûts de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire devraient encore amplifier cette situation.

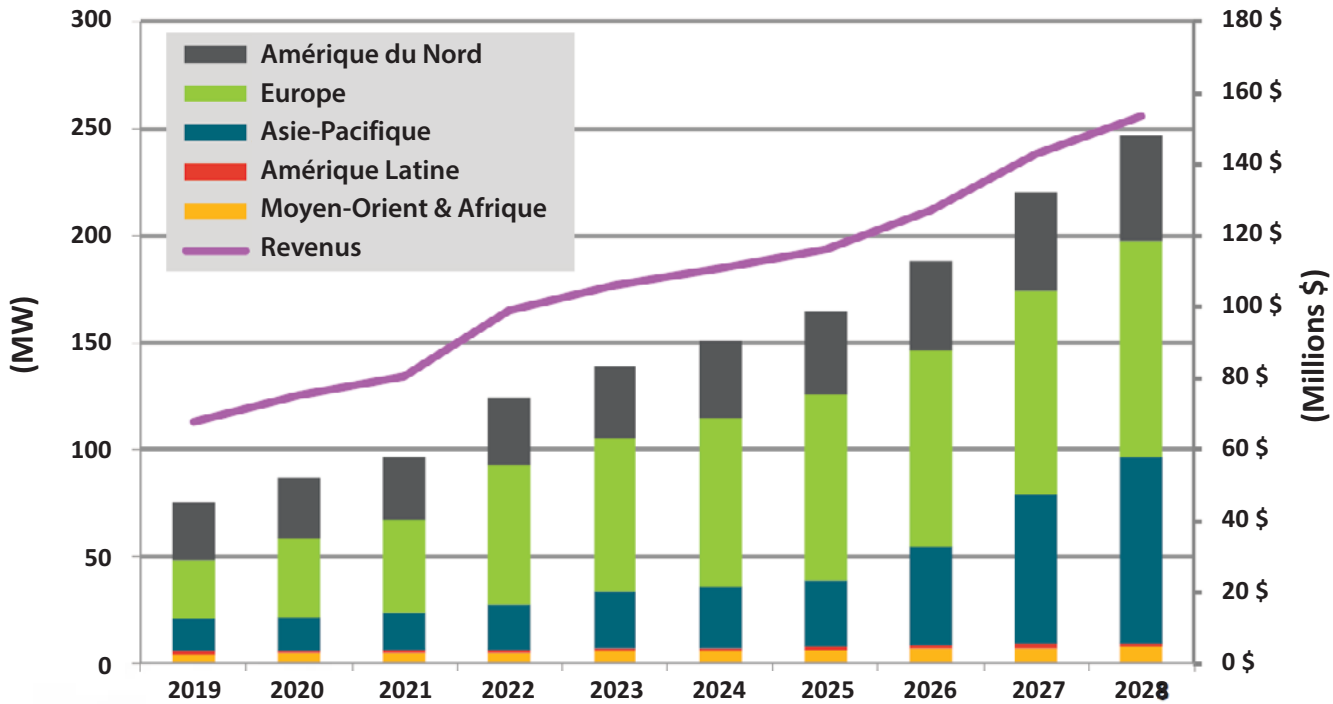


Figure 33a : Prédiction de la capacité des électrolyseurs et des revenus pour les usages industriels © 2019 Navigant Research [45].

Le cabinet Navigant Research a réalisé des projections de capacité en MW et de revenu en dollars US par zone géographique de l'électrolyse pour les 10 prochaines années dans 3 secteurs, soit l'industrie, la mobilité et le stockage d'énergie [45].

Les graphiques sont présentés dans les Figures 33a, 33b et 33c.

On peut noter plusieurs résultats importants :

- **UNE AUGMENTATION SIGNIFICATIVE DE LA DEMANDE EN ÉLECTROLYSEUR ;**
- **LA DOMINATION DE LA PARTIE INDUSTRIELLE** suivie de la mobilité et du stockage à quasi-égalité;
- **UN MARCHÉ PARTAGÉ ENTRE LES 3 RÉGIONS** Asie-Pacifique, Europe et Amérique du Nord, dans des proportions comparables pour la mobilité et le stockage, et un marché européen dominant pour les applications industrielles.

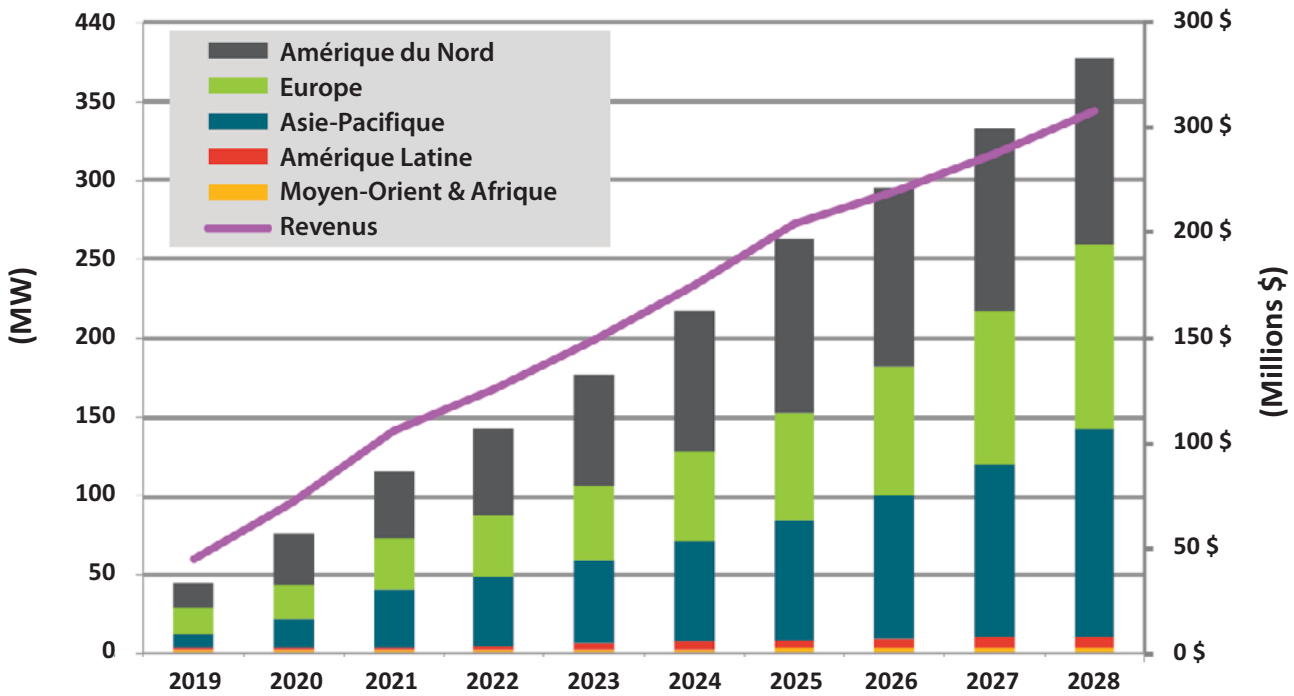


Figure 33b : Prédiction de la capacité des électrolyseurs et des revenus en mobilité © 2019 Navigant Research [45].

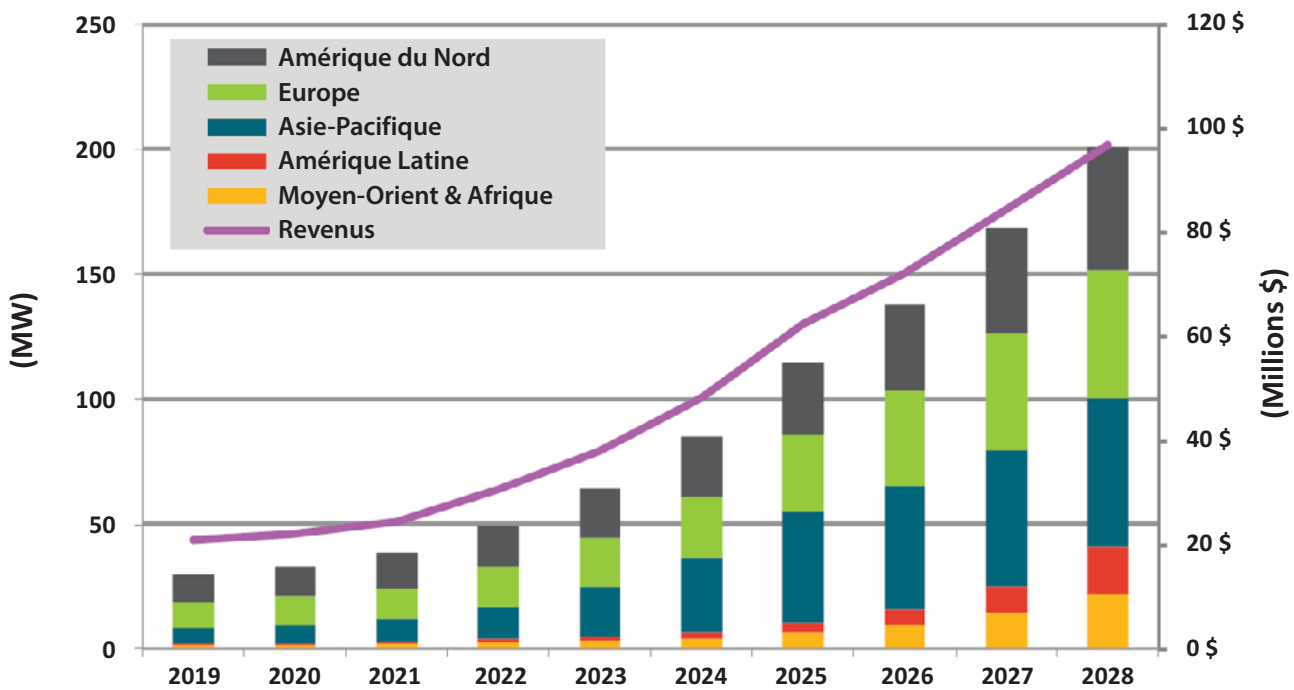


Figure 33c : Prédiction de la capacité des électrolyseurs et des revenus pour le stockage d'énergie © 2019 Navigant Research [45].

9. PILES À COMBUSTIBLE ET ÉQUIPEMENTIERS

L'INDUSTRIE DES PILES À COMBUSTIBLES PEUT ÊTRE SEGMENTÉE EN 3 MARCHÉS

L'industrie des piles à combustible peut être segmentée en 3 marchés :

- **LES APPLICATIONS PORTABLES**
- **LES APPLICATIONS STATIONNAIRES**
- **LES APPLICATIONS EN MOBILITÉ**

Le marché mondial des piles à combustible a atteint une valeur de 4,5 G\$ américains en 2018. On prévoit une croissance de 20,9 % pour atteindre 11,54 G\$ américains d'ici 2026.

La Figure 34 illustre cette tendance. Les systèmes stationnaires ont jusqu'à présent dominé le marché mais la croissance future devrait être assurée par les applications en mobilité.

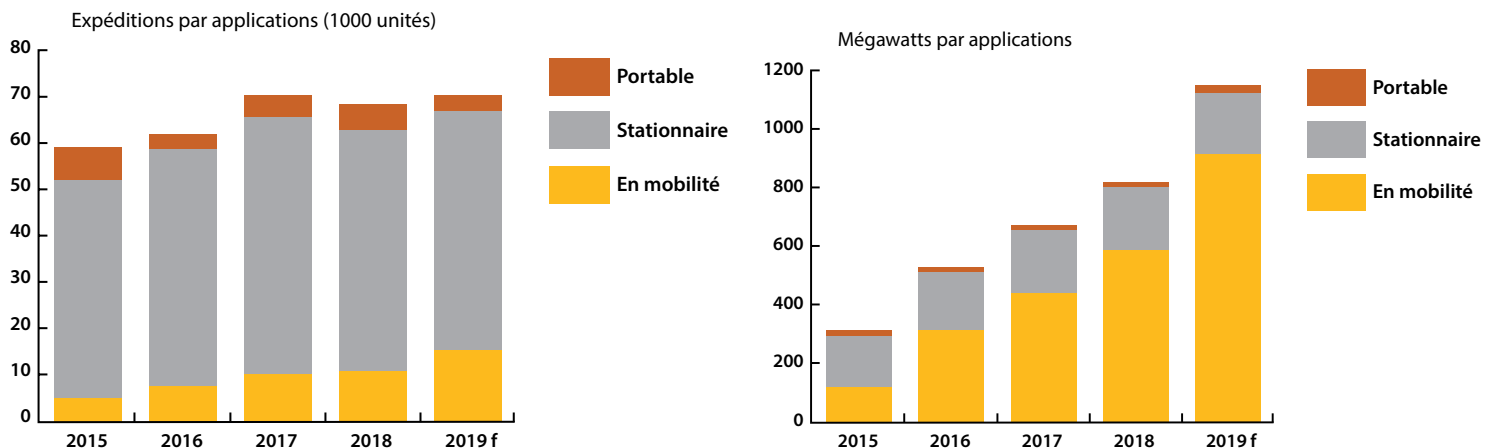


Figure 34 : Marché global des piles à combustible : à gauche, par applications et à droite par puissance installée © 2019 E4Tech [46].

MÉGAWATTS PAR RÉGION D'ADOPTION					
MÉGAWATTS	2015	2016	2017	2018	2019F
Europe	27.7	27.7	38.9	41.2	68.6
Amérique du Nord	108.4	213.6	331.8	425.3	384.1
Asie	159.7	273.8	285.8	337.9	676.7
Reste du monde	2.3	1.7	2.1	1.2	0.2
TOTAL	298.1	516.5	658.6	805.8	1 129.6

Tableau 4 : Distribution géographique des puissances installées © 2019 E4Tech [46].

Nous montrons dans le Tableau 4 la répartition des puissances installées par zone géographique [46]. L'Asie représente près de 60% du marché mondial et a le taux de croissance le plus important. Elle est suivie de l'Amérique du Nord (environ 35%) et de l'Europe loin derrière (6% du marché).

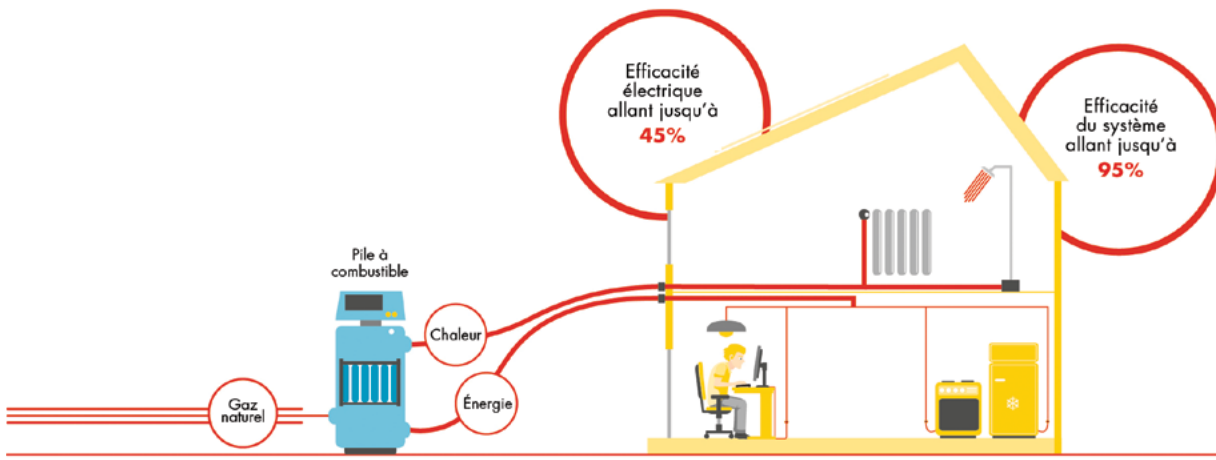


Figure 35 : Principe de la cogénération © 2Shell Hydrogen Study [47].

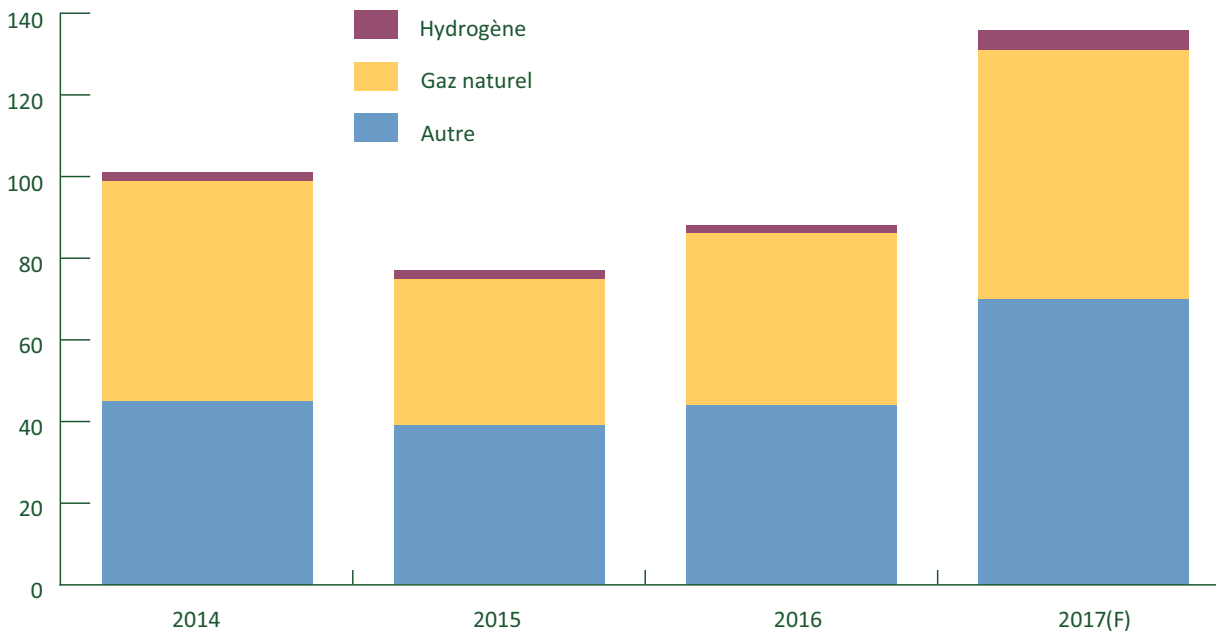


Figure 36 : Nombre de piles à combustible installées en fonction du type d'alimentation © 2017 4th Energy Wave [48].

Les applications stationnaires à grande échelle concernent l'alimentation électrique (alimentation de secours, site isolée) de grands édifices comme les hôpitaux et les tours de bureaux ou d'entrepôts. La plupart d'entre elles font appel à la cogénération électricité-chaaleur (Figure 35) qui permet de valoriser la chaleur fatale asso-

ciée à la production électrique [47]. Pour leur alimentation, notons que ce n'est pas de l'hydrogène pur qui est utilisé comme source d'énergie mais plutôt le gaz naturel ou des alcools comme le méthanol qui sont convertis en hydrogène par un mini-réformeur intégré à la pile (Figure 36).

Les technologies des piles à combustible peuvent être classées en fonction de l'électrolyte utilisée, ce qui étroitement relié à la nature de la source d'énergie qui les alimente.

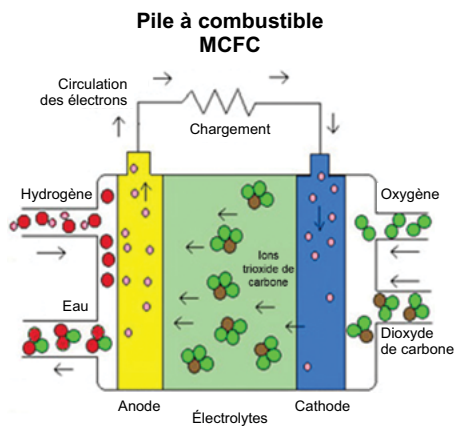


Figure 37 : Pile à combustible MCFC.

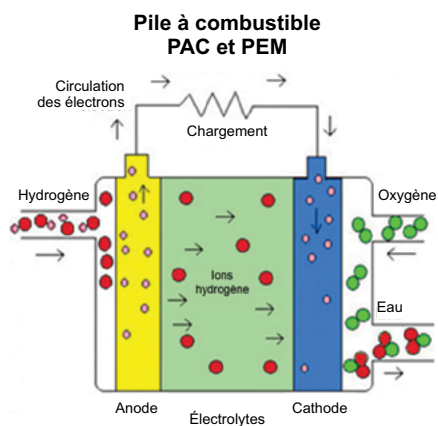


Figure 38 : Piles à combustible PAC et PEM.

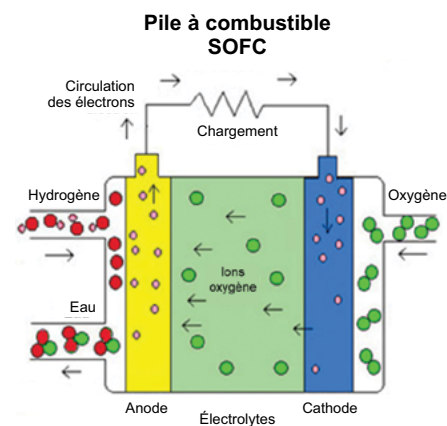


Figure 39 : Piles à combustible SOFC.

© 2017 Smithsonian Institution [49].

Les piles MCFC (Figure 37) utilisent comme électrolyte des carbonates fondus (tel les mélanges de sels de lithium et de potassium) à haute température (jusqu'à 650 deg. C). Typiquement la puissance de ces systèmes est de quelques MW.

La Figure 38 illustre le mode de fonctionnement des piles PAFC dont l'électrolyte est l'acide phosphorique et des piles à membranes PEM (PMEFC). Les PAFC fonctionnent à plus basse température que les MCFC (de l'ordre de 200 deg. C). Les puissances sont en général de quelques centaines de kW.

Les piles à membrane PEM fonctionnent selon un principe semblable : l'électrolyte d'acide phosphorique y est remplacé par une membrane perfluorée et sulfonée qui permet le passage des ions H^+ d'une électrode à l'autre. Ces piles sont alimentées en hydrogène pur.

Les piles à oxyde solide (Figure 39) utilisent des céramiques comme électrolyte à l'instar des électrolyseurs à oxyde solide (le système peut être utilisé en principe à la fois comme électrolyseur et comme pile à combustible). Comme elles fonctionnent à très haute température (800 deg. C), elles ont besoin d'une source de chaleur pour fonctionner. Les puissances typiques sont de quelques centaines de kW.

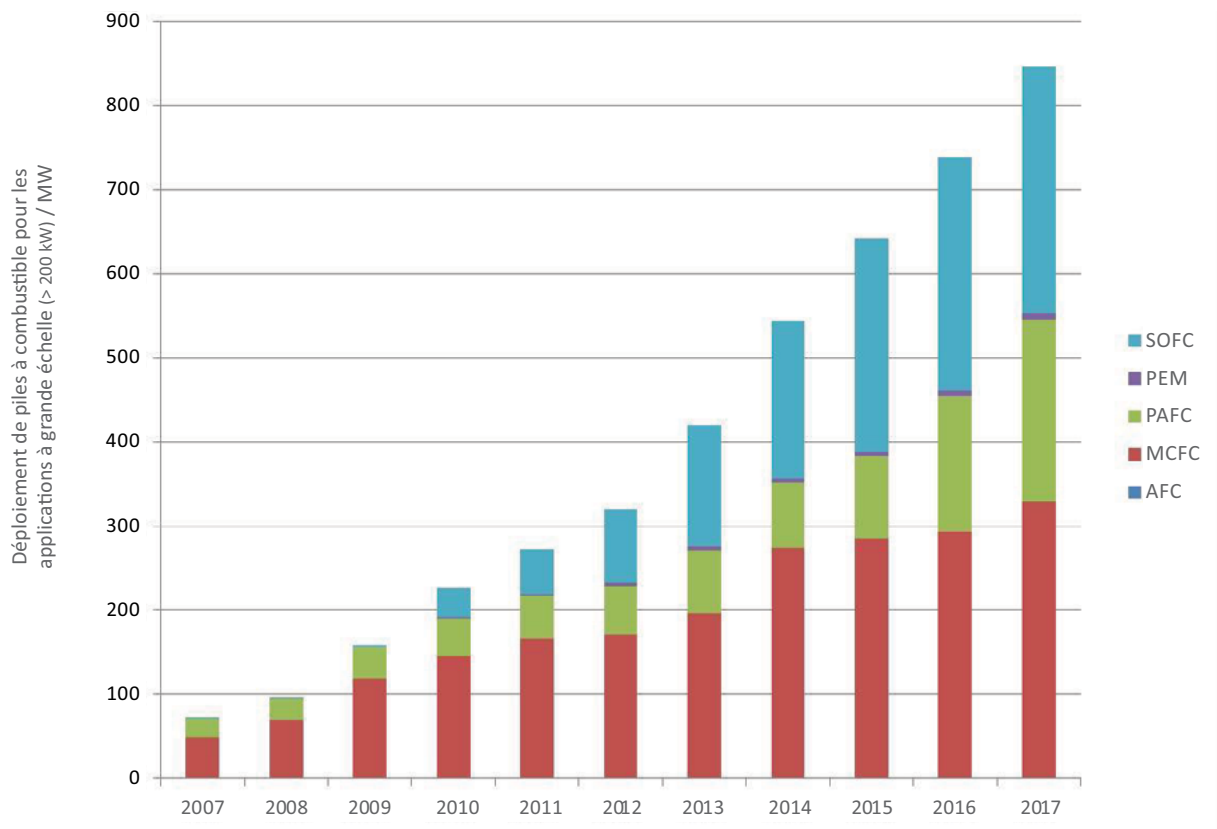
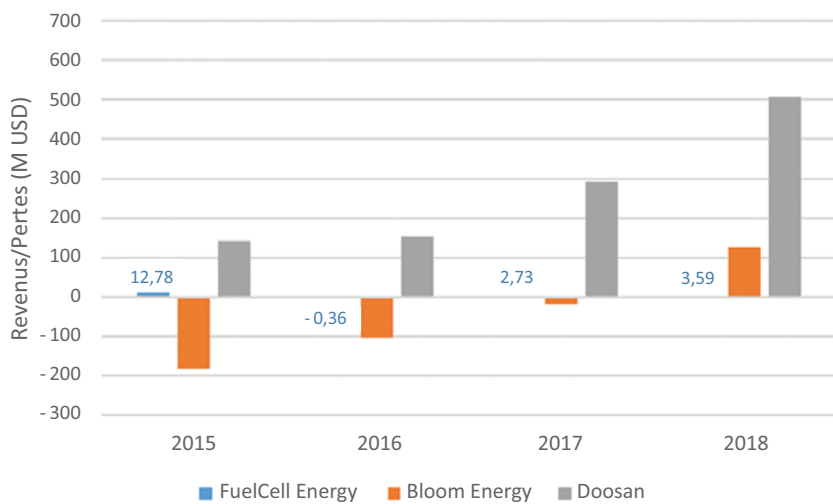


Figure 40 : Déploiement de piles à combustible pour les applications à grande échelle © 2019 JRC Technical Reports [50].



Nous montrons à la Figure 40 l'évolution du marché de ces piles [50]. Dans le cas des piles stationnaires, chaque technologie est dominée par un « grand » acteur, soit pour les MCFC FuelCell Energy (USA), pour les PAFC Doosan (Corée du sud) et pour les SOFC Bloom Energy (USA). Les résultats financiers de ces différentes sociétés sont présentés à la Figure 41. Les données ont été obtenues du site web Yahoo Finance le 1^{er} août 2019.

Figure 41 : Résultats financiers – Piles stationnaires © 2019 Yahoo Finance.

Le Tableau 5 présente les résultats financiers consolidés des principaux équipementiers certains de ces équipementiers ont une offre plus large qui inclut les électrolyseurs).

On peut noter qu'aucune de ces sociétés ne génère de profits. Trois raisons expliquent cet état de fait : le manque d'industrialisation (production de petites séries) qui ne permet pas de baisser les coûts de fabrication suffi-

samment, la taille du marché qui est encore en émergence, et les investissements en R&D qui restent significatifs. Mentionnons qu'il existe une dizaine d'autres acteurs du marché dans ce secteur, dont GINER, McPhy et Hy2Gen.

COMPAGNIE DE PILE À COMBUSTIBLE	REVENU 2015 (PERTE)	REVENU 2016 (PERTE)	REVENU 2017 (PERTE)	REVENU 2018 (PERTE) PAR Q3	LIMITE DE MARCHÉ
Bloom Energy Systèmes SOFC	NA	209 M\$ (280 M\$)	376 M\$ (263 M\$)	528 M\$ (135 M\$)	1,2 Md\$
Ballard Power Piles, PEM	57 M\$ (6 M\$)	85 M\$ (21 M\$)	121 M\$ (8 M\$)	68 M\$ (16 M\$)	493 M\$
Plug Power Systèmes PEM	103 M\$ (56 M\$)	86 M\$ (57 M\$)	103 M\$ (127 M\$)	122 M\$ (61 M\$)	320 M\$
SFC Energy Systèmes DMFC	53 M\$ (12 M\$)	50 M\$ (6 M\$)	61 M\$ (2 M\$)	50 M\$ (1 M\$)	92 M\$
Hydrogenics Piles	36 M\$ (11 M\$)	29 M\$ (10 M\$)	48 M\$ (11 M\$)	23,4 M\$ (10 M\$)	71 M\$
FuelCell Energy Systèmes MCFC	163 M\$ (29 M\$)	108 M\$ (51 M\$)	96 M\$ (54 M\$)	72 M\$ (44 M\$)	45 M\$

Tableau 5 : Résultats financiers – Piles PEM © Company reports [51].

10. RÉSUMÉ SUR L'HYDROGÈNE ET LES PILES À COMBUSTIBLE

L'AVENIR DE L'HYDROGÈNE ET CELUI DES PILES À COMBUSTIBLE DOIT ÊTRE DISSOCIÉ.

Comme nous l'avons vu, l'hydrogène présente clairement un intérêt pour la filière *Power-to-X* et les piles à combustible dans les applications de mobilité. Cependant, certaines piles à combustible à haute température ne nécessitent pas d'hydrogène et peuvent être alimentés par d'autres charges comme l'ammoniac, le biogaz ou des alcools tel le méthanol.

L'essor potentiel de l'hydrogène repose sur 5 avantages clés :

- **UNE PRODUCTION VERTE À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ;**
- **UNE FORTE DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE MASSIQUE** (2,4 fois celle du gaz naturel) ;
- **UNE CAPACITÉ DE POUVOIR ÊTRE STOCKÉE À GRANDE ÉCHELLE ;**
- **L'ABSENCE D'ÉMISSION DE CO₂** lors de sa conversion finale en électricité, travail ou chaleur ;
- **UNE UTILISATION COMME VECTEUR PASSERELLE** entre un réseau gazier et un réseau électrique (*Sector Coupling*).

Les principaux défis portent sur sa production et plus spécifiquement sur les enjeux de coût et de déploiement de capacités significatives, la certification de la provenance de l'hydrogène afin de contrôler les émissions de CO₂ associées à sa production, et enfin l'emplacement des usines par rapport aux bassins de consommation afin de minimiser les coûts de transport.

Dans les prochaines années, la demande va provenir principalement du raffinage des hydrocarbures, du marché de l'ammoniac qui dépend de la consommation mondiale d'engrais, et du marché du méthanol pour la chimie. Nous pensons que de nouvelles applications verront le jour dans le secteur de la valorisation du CO₂, en particulier pour fabriquer des carburants synthétiques et des charges pour la chimie.

Les projections de développement de l'hydrogène marchand montrent que l'hydrogène pour la mobilité et dans certains pays pour les applications *Power-to-Gas* est appelé à se développer sur un horizon de 10 ans. Dans la mesure où l'hydrogène va pour longtemps encore être principalement obtenu par la technologie SMR, la fabrication d'hydrogène vert pourrait constituer une occasion unique pour favoriser notre transition énergétique mais également pour nous positionner sur des marchés d'exportation, dans le nord-est américain mais aussi vers des pays qui se sont fixés des objectifs clairs de réduction d'émission de GES, en Europe en particulier.

11. PORTRAIT INTERNATIONAL

À L'INSTAR DU MARCHÉ DES MATIÈRES PREMIÈRES, LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE EST GLOBALISÉ DEPUIS PLUSIEURS DÉCENNIES.

Compte tenu du rôle que l'hydrogène marchand est appelé à jouer dans le futur et que la plupart des acteurs de l'écosystème hydrogène sont des gaziers industriels internationaux, le marché de l'hydrogène marchand a donc toutes les chances de se mondialiser aussi.

À l'heure actuelle, les premiers déploiements à l'échelle industrielle de l'hydrogène vert dans les nouveaux marchés exposés précédemment sont appuyés par des politiques d'investissements et d'aide publics. De nombreux pays avancés se sont dotés de plan d'action ou de feuilles de route. Nous allons passer les plus importants en revue.

11.1 JAPON

[51] [52] [53] [54]

a) Politique et stratégie économique

La stratégie hydrogène du Japon a fait de ce pays un précurseur et un leader mondial. Cela fait près de 50 ans, en fait depuis le 1^{er} choc pétrolier de 1973, que le Japon s'est lancé dans le développement de l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de l'automobile. Le gouvernement s'est doté depuis d'une feuille de route plus ambitieuse qui vise à établir une « société de l'hydrogène » et construire une nouvelle économie basée sur des technologies propres. Dans la vision 2050 du Japon, l'hydrogène décarboné est positionné comme une nouvelle option énergétique après les énergies renouvelables. Le Japon est persuadé que l'hydrogène est « *the next big thing* ».

Pour le Japon, les principaux atouts de l'hydrogène sont les suivants :

- **CONTRIBUER À LA DÉCARBONATION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE** (impact environnemental);
- **RÉDUIRE SA DÉPENDANCE PAR RAPPORT AUX PAYS DU MOYEN-ORIENT** (sécurité énergétique);
- **L'UTILISER COMME MATIÈRE PREMIÈRE BON MARCHÉ** pour la chimie (avantage économique).

Pour assurer la montée en puissance de la filière hydrogène, le Japon travaille à deux niveaux : développer en interne la filière *Power-to-Gas*, et établir une chaîne d'approvisionnement internationale. Actuellement, des projets d'importation d'hydrogène sous forme d'un vecteur chimique ont signés avec le Brunei et sous forme liquéfiée avec l'Australie. Le Japon considère également la création d'une filière d'approvisionnement en ammoniac à partir de l'Arabie Saoudite.

La demande en hydrogène provient de 3 secteurs différents, qui sont autant de gisements de croissance potentielle :

- **PRODUCTION ÉLECTRIQUE :**

la stratégie vise à développer de très grosses centrales thermiques à flamme utilisant l'hydrogène ou l'ammoniac comme charge. Pour le moment, cette technologie basée sur des turbines à gaz innovantes est en phase de test industriel. À l'horizon 2030, le Japon prévoit 1 GW installé et à l'horizon 2050 de 15 à 30 GW installés avec un coût de production égal au coût de production actuel à partir du gaz naturel liquéfié (350 \$ américains/T);

- **COGÉNÉRATION RÉSIDENNELLE :**

le Japon fait une active promotion de la cogénération électricité-chaleur par l'entremise de piles à combustible stationnaires (programme Ene-Farm) alimentées en gaz naturel ou en propane. Elle permet en effet de substantielles économies sur le coût de l'énergie. Il faut en effet savoir qu'en mars 2019, le kWh au Japon coûtait l'équivalent de 36 cents canadiens. Ces piles ont un autre avantage, celle de pouvoir fonctionner en cas de catastrophe naturelle, le réseau de gaz étant connu pour être plus résilient que le réseau électrique. L'installation de telles piles est donc rentable pour le consommateur (amortissement entre 7 et 8 ans) et le programme Ene-Farm ne bénéficie plus de subventions. On compte actuellement 275 000 piles à combustible stationnaires dans les foyers japonais. Ce nombre devrait passer à 1,4 million d'unités en 2020 et 5,3 millions d'unités en 2030;

- **MOBILITÉ HYDROGÈNE :**

elle concerne bien sûr les véhicules automobiles mais également les flottes d'autobus urbains et les chariots élévateurs utilisés dans les grands entrepôts et les aéroports. Dans ce dernier cas, des tests sont en cours à l'aéroport de Kansai près d'Osaka, et envisagés à l'aéroport de Chubu près de Nagoya, à l'aéroport de Tokyo et à l'aéroport Itami d'Osaka. La politique japonaise est centrée sur l'aide à la construction d'un réseau de stations-services hydrogène. L'électrification par l'hydrogène de trains fonctionnant actuellement au diesel comme cela se fait en Allemagne est aussi planifiée dans les îles de Kyushu et de Hokkaido;

- **POWER-TO-GAS :**

un programme de 10 MWe (combinaison d'énergie solaire et de gaz naturel) visant entre autres la production de 900 T/an d'hydrogène est en cours de réalisation à Fukushima basé sur l'électrolyse alcaline.

b) Budget (en \$ américains)

Le soutien gouvernemental s'appuie sur trois piliers : les partenariats public-privés, les subventions directes et les incitatifs fiscaux. Le calendrier d'intervention est important.

Pour l'année budgétaire 2019, les budgets consacrés à l'hydrogène et aux piles à combustible sont les suivants : piles à combustible 40,5 M\$, stations-services 333 M\$, système énergétique pour l'hydrogène 20 M\$.

À l'heure actuelle, 50 % du coût des stations est subventionné, cette subvention étant appelée à diminuer de moitié en 2025.

c) Organisation de l'écosystème et partenariats

Le SIP (Bureau du Premier Ministre) et le NEDO (METI) sont les deux organisations gouvernementales les plus actives en termes de politique et de financement, et la collaboration entre le gouvernement et l'industrie est très étroite.

Notons deux organisations industrielles importantes : le JHyM (*Japan Hydrogen Mobility*) qui fait la promotion et la planification du déploiement (localisation des stations et échéancier de construction) des stations-services hydrogène et la Green Ammonia Alliance en charge de l'animation de l'écosystème de l'ammoniac décarboné.

d) Réglementation

La réglementation japonaise est très pesante et a, jusqu'à présent, privilégié des normes excessives (*overdesign*). Ce système est en cours de révision et de simplification et va s'inspirer des normes internationales.

e) Feuille de route

La feuille de route du Japon est résumée dans les Tableaux 6a et 6b.

TRANSPORT	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Véhicules à pile à combustible ¹	40 000 en 2020 200 000 en 2025 800 000 en 2030	3 026 en mars 2019	–	• Subventions pour achat (initiative du gouvernement national et local)
Bus FC	100 en 2020 1 200 en 2030	18 en mars 2019	–	• Subventions pour achat (initiative du gouvernement national et local)
Camions à pile à combustible ²	Pas de cible	–	–	• Subventions pour R&D, démonstration (initiative du gouvernement national)
Chariots élévateurs	500 en 2020 10 000 en 2030	160 en mars 2019	–	• Subventions pour R&D, démonstration (initiative du gouvernement national) • Subventions pour achat (initiative du gouvernement national)
STATIONS DE RAVITAILLEMENT H ₂	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
70 MPa sur site de production	160 en 2020 900 en 2030	17 opérationnelles en mars 2019 (2 en cours)	• Focus initial sur quatre principales zones métropolitaines	• Subventions pour CAPEX/OPEX (initiative du gouvernement national et initiative partielle du gouvernement local)
70 MPa délivrés		86 opérationnelles en mars 2019 (8 en cours)	• Établissement Japan H2 Mobility LLC, (JHyM) pour le développement d'un réseau de stations d'hydrogène • Réforme réglementaire de HRC	
35 MPa sur site de production		24 opérationnelles en novembre 2018	• Municipalités en charge de fournir les instructions liées à l'utilisation	
35 MPa délivrés		–		
STATIONNAIRE	Nombre cible ³	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Petit ⁴	1,4 M en 2020 5,3 M en 2030	276 245 en mars 2019	• Établissement ENE-FARM Partners (fabrications, compagnies de gaz et constructeurs) • Commercialisation des piles à combustible (PEFC) pour application d'ici 2019 • Commercialisation des piles à combustible (SOFC) pour application d'ici 2021	• Subventions pour achat (initiative du gouvernement national)
Moyen ⁵	Pas de cible	SOFC:2		• Subventions pour achat (initiative du gouvernement national)
Grand ⁶	Pas de cible			
Réseau de quartier ⁷	Pas de cible			• e.g., pas de taxes appliquées sur la valeur ajoutée des piles à combustible génératrices d'électricité
Réseau régional ⁸	Pas de cible			
Télécom de secours	Pas de cible			
PRODUCTION DE H ₂	Cible ³	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Combustibles fossiles ¹⁰	Fournir 300 000 T/an d'hydrogène en 2030	10,9 MW	• Projet pilote de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène Japon-Australie	• Subventions pour R&D, démonstration (initiative du gouvernement national)
Électrolyse de l'eau ¹¹ (PEM, alcaline, SOEC)	Réduire les coûts de l'hydrogène à JPY30/Nm ³		• Lancement d'un projet à grande échelle de 10 MW d'un électrolyseur à eau à Fukushima	• Subventions pour R&D, démonstration (initiative du gouvernement national)
Produits dérivés H ₂				

Tableau 6a : Feuille de route du Japon – Déploiement © 2019 IPHE [51].

		Objectifs de la stratégie de base de l'hydrogène	Ensemble des cibles à atteindre	Approches pour atteindre les cibles
Utilisation	Mobilité	VÉPC 200 K d'ici 2025 800 K d'ici 2030	<u>2025</u> <ul style="list-style-type: none"> Différence de prix entre un VPÉC et un VH (3 m¥ → 0,7 m¥) Coût du système principal d'un VÉPC (Pile à combustible 20 ¥ k/kW → 5 ¥ k/kW) (Stockage hydrogène 0,7 m¥ → 0,3 m¥) 	<ul style="list-style-type: none"> Réforme réglementaire et développement technologique
		HRS 200 K d'ici 2025 800 K d'ici 2030	<u>2025</u> <ul style="list-style-type: none"> Coût de construction et d'opération (Coût construction 350 m¥ → 200 m¥) (Coût d'opération 34 m¥ → 15 m¥) Coût des composantes d'une station de ravitaillement H₂ (Compresseur 90 m¥ → 50 m¥) (Accumulateur 50 m¥ → 10 m¥) 	<ul style="list-style-type: none"> Envisager la création d'un réseau national de stations de ravitaillement H₂ Prolongation des heures d'opération
		BUS 1200 d'ici 2030	<u>Début 2020</u> <ul style="list-style-type: none"> Coût de véhicule d'un bus à PAC (105 m¥ → 52,5 m¥) 	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation des stations de ravitaillement H₂ pour les bus à PAC
	Énergie	Commercialisation d'ici 2030	<u>2020</u> <ul style="list-style-type: none"> Efficacité énergétique générée par l'hydrogène (26% → 27%) * À l'échelle 1 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Développement d'une chambre de combustion à haut rendement, etc.
Approvisionnement	PAC	Réalisation anticipée de la parité réseau	<u>2025</u> <ul style="list-style-type: none"> Réalisation de la parité réseau pour les utilisations commerciales et industrielles 	<ul style="list-style-type: none"> Développement d'une unité de pile à combustible/pile technologique
	Combustible fossile + CCS	Coût de l'hydrogène 30 ¥/Nm ³ d'ici 2030 20 ¥/Nm ³ prochainement	<u>Début 2020</u> <ul style="list-style-type: none"> Production : Coûts de production de la gazéification de la lignite (plusieurs centaines ¥/Nm³ → 12 ¥/Nm³) Stockage/Transport : Mise à l'échelle d'un réservoir d'hydrogène liquide (milliers de m³ → 50 000 m³) Meilleure efficacité de liquéfaction (13,6 kWh/kg → 6 kWh/kg) 	<ul style="list-style-type: none"> Mise à l'échelle et amélioration de l'efficacité de la gazéification de la lignite Mise à l'échelle et amélioration des propriétés d'isolation thermiques
	H ₂ vert	Coût du système de l'électrolyse de l'eau 50 000 ¥/kW prochainement	<u>2030</u> <ul style="list-style-type: none"> Coût d'un électrolyseur (200 000 m ¥/kW → 50 000 m ¥/kW) Efficacité de l'électrolyse de l'eau (5 kW/Nm³ → 4,3 kW/Nm³) 	<ul style="list-style-type: none"> Régions désignées pour le déploiement public de projets de démonstration utilisant les résultats du projet de Namie à Fukushima Développement d'électrolyseurs avec une efficacité accrue et une plus grande durabilité

Tableau 6b : Feuille de route du Japon – Coût des stations-services et de la fourniture d'hydrogène © 2019 METI; modifié par Polytechnique Montréal.

Le Tableau 6b détaille la baisse des coûts (en \$ américains) de l'infrastructure hydrogène telle qu'elle est planifiée. En 2030, le Japon prévoit que le coût de production de 1 kg d'hydrogène sera de 3 \$ et qu'il passera à 2 \$ en 2050. En 2050 également, il est prévu qu'un électrolyseur coûte 500 \$/kW contre plus de 1500 \$/kW actuellement (la fourchette varie entre 1000-2000 \$/kW suivant la technologie employée). Par ailleurs,

un effort spécifique est fait pour diminuer le coût d'installation des stations-services. Une station conçue pour faire le plein de 16 véhicules légers par heure ou de 3 autobus par heure (70 kg/h d'hydrogène) coûte actuellement 5 M\$ (sans production locale) et ce coût devrait baisser de moitié d'ici 30 ans.

11.2

ALLEMAGNE

[51][55][56][57]

a) Politique et stratégie économique

L'Allemagne est le pays précurseur pour l'hydrogène en Europe. On note la présence de plusieurs grandes sociétés industrielles engagées sur le sujet (Daimler, VW, BMW, Siemens, Shell Deutschland) et une industrie chimique de calibre mondial (Linde, BASF, Bayer, Clariant). Le pays traverse actuellement une période d'interrogation liée à l'avenir de son secteur chimique et automobile fortement impacté par la transition énergétique accélérée en cours (abandon du charbon, sortie du nucléaire), le Dieselgate et le déséquilibre chronique du réseau électrique entre le nord du pays (région productrice d'énergie éolienne) et le sud industriel consommateur d'énergie.

Les deux grandes priorités du gouvernement sont l'électrification des transports incluant explicitement le développement de la mobilité hydrogène, et le *Power-to-Gas*.

Dans le secteur de la mobilité, l'infrastructure des stations de ravitaillement en hydrogène est en pleine expansion grâce au déploiement d'un réseau de stations-services. D'ici la fin 2019, le réseau routier allemand sera maillé avec 100 stations destinées à soutenir le lancement de véhicules à pile à combustible par les constructeurs allemands (actuellement seul Mercedes commercialise un modèle et uniquement en location longue durée). Pour ce qui est du ferroviaire, deux trains à pile à combustible Alstom Coradia iLint ont été mis en service dans le nord de l'Allemagne. D'ici 2021, 14 trains seront en service en Basse-Saxe et 28 trains ont été commandés. Le développement du Coradia iLint et le déploiement des trains ont été appuyés financièrement par

le NIP, le programme national d'innovation sur l'hydrogène et les piles à combustible.

La prochaine étape de la politique de mobilité hydrogène est de favoriser une approche plus régionale et intégrée. La stratégie va consister à subventionner des « régions de l'hydrogène ». L'idée est de motiver les municipalités et les régions à proposer des plans de déploiement adaptés aux besoins locaux et à les mettre en œuvre avec l'aide du gouvernement fédéral.

Dans le secteur de *Power-to-Gas*, deux projets collaboratifs d'opérateurs de réseaux électriques et de réseaux de gaz ont été annoncés. Les deux projets de 100 MW chacun portent sur l'interopérabilité des réseaux (*sector coupling*) et visent à convertir l'électricité en hydrogène pour le réseau gazier. Dans l'un des projets, un gazoduc existant sera réutilisé pour le transport d'hydrogène pur. Par ailleurs, le gouvernement soutient des projets portant sur les technologies énergétiques (production, stockage) à grande échelle et l'optimisation des systèmes dans le but de favoriser la transition énergétique vers les énergies renouvelables.

b) Budget (en \$ américains)

800 M\$ ont été alloués au titre de la R&D dans le domaine de l'hydrogène entre 2007 et 2016, qui, cumulés aux investissements qui ont suivi, ont représenté un budget de près de 3,3 G\$.

Pour la période 2016-2026, le gouvernement prévoit un soutien financier de l'ordre de 1,5 G\$ et une contribution d'origine industrielle de 2,2 G\$.

Un budget de 280 M\$ a été alloué entre 2016 et 2019 par le BMVI (Ministère des transports et de l'infrastructure numérique) pour soutenir le développement de la filière hydrogène dans le cas de technologies ayant un stade de maturité commerciale mais qui ne sont pas encore compétitives.

Pour la R&D, un budget annuel de 28 M\$ est octroyé par le BMWi (Ministère de l'économie). Un programme spécifique est également en cours pour soutenir l'achat de piles à combustible stationnaires résidentielles. Il peut couvrir jusqu'à 40 % du montant investi et représente par pile à combustible un appui financier entre 8 000 et 30 000 \$ (suivant la puissance installée).

c) Organisation de l'écosystème et partenariats

Un organisme public, le NOW (organisation nationale pour l'hydrogène et la technologie des piles à combustible) est le principal bailleur de fonds; il coordonne et implante les programmes ministériels du NIP.

La DENA, l'agence de l'énergie allemande, a récemment lancé l'alliance Powerfuels qui regroupe en mode partenarial une quinzaine d'acteurs publics et privés, nationaux et internationaux, pour promouvoir les électrocarburants. Trois priorités ont été identifiées, à savoir le développement de la prise de conscience des populations sur cette option énergétique pour la mobilité, le renforcement du cadre réglementaire en Europe, et enfin le développement de projets d'augmentation de capacités de production de ces carburants à des coûts compétitifs par rapport aux carburants fossiles.

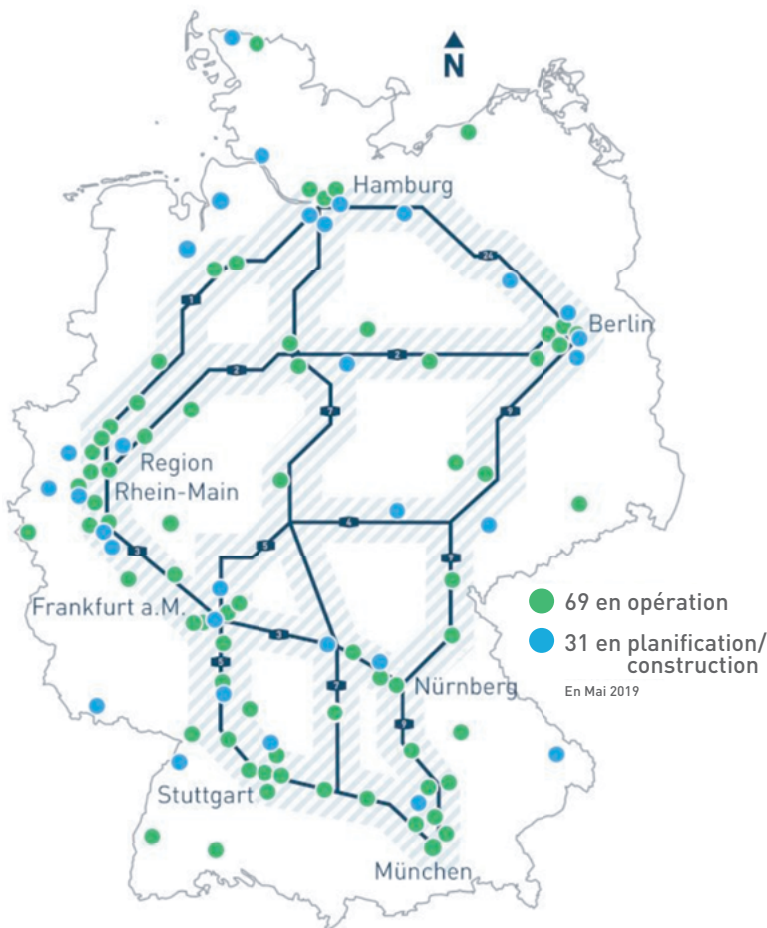


Figure 42 : Réseau allemand de stations-services hydrogène © H2 Mobility.

Le développement du réseau, la construction et l'opération des stations-services sont assurées par *H2 Mobility*, une société créée par des gaziers industriels, des constructeurs automobiles et des sociétés pétrolières.

La Figure 42 présente la situation actuelle du réseau allemand de stations-services hydrogène.

d) Réglementation

L'Allemagne travaille avec ses partenaires de l'UE pour établir une réglementation et des normes européennes. Quatre sujets sont financés dans le cadre du Programme national d'innovation :

- **QUALITÉ DE L'HYDROGÈNE;**
- **QUALIFICATION DES MATÉRIAUX;**
- **QUALIFICATION DES COMPOSANTES DES PILES À COMBUSTIBLE;**
- **MISE AU POINT DE NOUVELLES COMPOSANTES.**

e) Feuille de route

Le déploiement de l'hydrogène en Allemagne est résumé dans le Tableau 7. Ce plan de déploiement qui date du printemps 2019 n'est pas officiel et se veut plutôt une agrégation de déclarations publics d'intention. Une feuille de route officielle interministérielle est en cours de rédaction sous l'égide du BMWI et devrait être publiée au printemps 2020.

Par ailleurs, l'objectif de 400 stations de ravitaillement en hydrogène pour 2023 a été revu à la baisse. Il est prévu à partir de 2020 de construire 15 stations de plus par année jusqu'en 2022. Une réévaluation des besoins sera effectuée cette année-là en fonction du déploiement des véhicules.

TRANSPORT	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Véhicules à pile à combustible ¹	Pas de cible	505 (avril 2019)		<ul style="list-style-type: none"> Subventions pour achat de flottes (3^{ème} relance de NIP II) incluant la construction des infrastructures de ravitaillement
Bus FC	Pas de cible	21 bus (avril 2019)	<ul style="list-style-type: none"> Acquisition commune en Europe, financée par JIVE, FCH-JU et NIP I et II 	<ul style="list-style-type: none"> Subventions pour achat (appel NIP II en 2018) incluant la construction/installation des stations de ravitaillement
Camions à pile à combustible ²	Pas de cible	2 camions (avril 2019)		<ul style="list-style-type: none"> Activités de R&D par NIP
Chariots élévateurs	Pas de cible	~ 100 (avril 2019)	<ul style="list-style-type: none"> Industry Network Clean Intralogistics Net (CIN) 	<ul style="list-style-type: none"> Activation du marché par NIP
STATIONS DE RAVITAILLEMENT H ₂	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
70 MPa sur site de production	Pas de cible	n.a.	<ul style="list-style-type: none"> H2 Mobility 	<ul style="list-style-type: none"> Subventions pour construction/installation des stations de ravitaillement publiques pour le transport routier (appel NIP II en 2018) incluant un électrolyseur sur site
70 MPa délivrés	100 en 2020 400 en 2025	64 (avril 2019) 27 prévues	<ul style="list-style-type: none"> H2 Mobility 	<ul style="list-style-type: none"> Subventions pour construction/installation des stations de ravitaillement publiques pour le transport routier (appel NIP II en 2018)
35 MPa sur site de production	Pas de cible	n.a.		<ul style="list-style-type: none"> e.g., subventions pour installation par une mesure fiscale d'amortissement annuel de 50 % des dépenses d'investissement
35 MPa délivrés	Pas de cible	n.a.		
STATIONNAIRE	Nombre cible ³	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Petit ⁴	Pas de cible	1 900 avec accord de financement		<ul style="list-style-type: none"> KfW programme 433 du Ministère de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), une combinaison d'un taux fixe et de subventions liées aux performances
Moyen ⁵	Pas de cible	n.a.		
Grand ⁶	Pas de cible	n.a.		
Réseau de quartier ⁷	Pas de cible	n.a.		
Réseau régional ⁸	Pas de cible	n.a.		
Télécom de secours	Pas de cible	> 400 unités		<ul style="list-style-type: none"> Subventions pour approvisionnement (appel NIP II)
PRODUCTION DE H ₂	Cible ³	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Combustibles fossiles ¹⁰	Pas de cible	30 Mio Nm ³ /d		
Électrolyse de l'eau ¹¹ (PEM, alcaline, SOEC)	Pas de cible	> 50 projets > 55 MW puissance installée des électrolyseurs en avril 2019		
Produits dérivés H ₂	Pas de cible	4 Mio Nm ³ /d		

Tableau 7 : Objectifs de déploiement de l'Allemagne © 2019 IPHE [51].

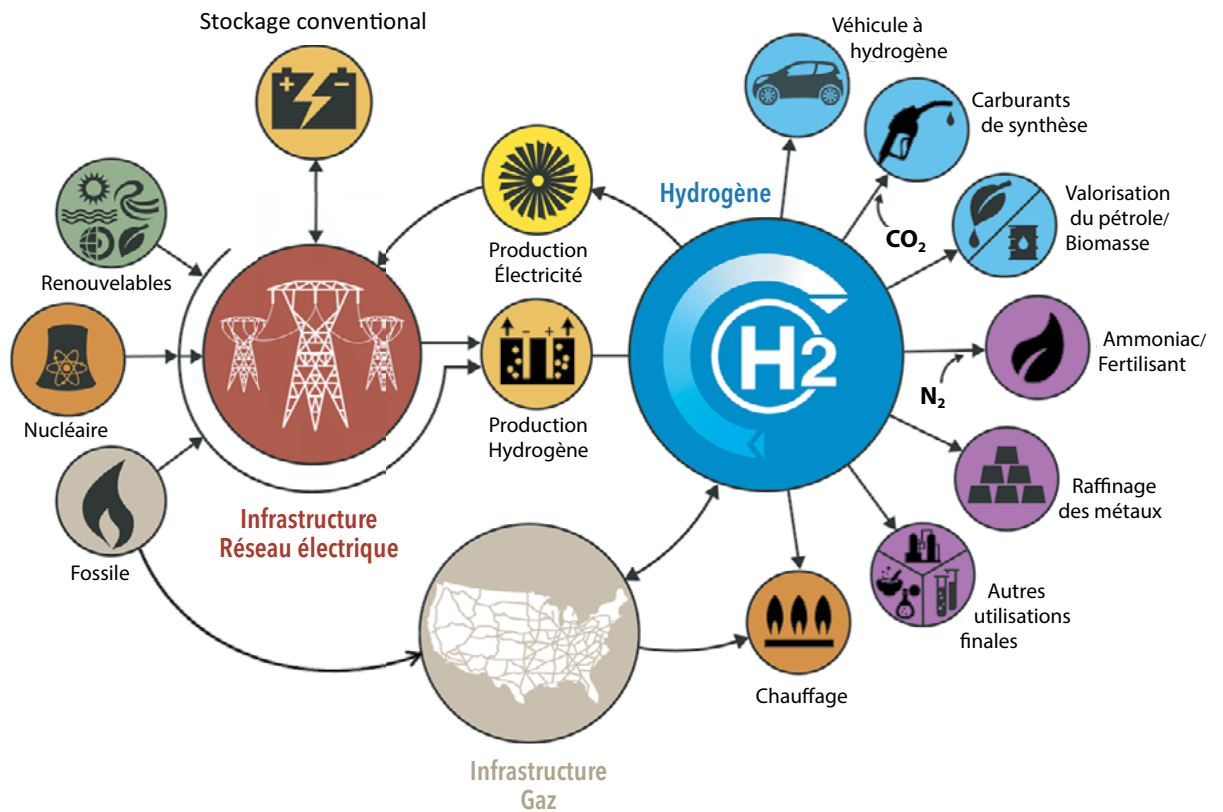


Figure 43 : Initiative H2@Scale du gouvernement américain © H2@Scale [37].

11.3 ÉTATS-UNIS

[37] [44] [51] [58] [59] [60]

a) Politique et stratégie économique

Les États-Unis travaillent sur l'élaboration d'une vision globale du potentiel de l'hydrogène. Toutefois, à l'heure actuelle, l'accent est mis surtout sur la mobilité dont la Californie s'en fait le champion dans le cadre de la décarbonation du transport: cette région est la pionnière mondiale et la plus avancée en matière de déploiement. 62 stations hydrogène ont vu le jour et près de 7 000 véhicules ont été déployés dans le cadre du *California Fuel Cell Partnership*. L'objectif est d'atteindre une centaine de stations et environ 20 000 véhicules en 2020.

Par ailleurs, la Californie s'est dotée de cibles ambitieuses en termes de réduction de l'intensité du carbone en vertu de la norme sur les carburants à faible teneur en carbone (*LCFS Regulation du Air Resources Board*). L'intensité du carbone est définie comme la quantité de carbone émise tout au long du cycle de vie d'un combustible,

de l'extraction ou de la production jusqu'à la combustion (*well-to-wheel*). La réduction de l'intensité du carbone de l'essence et du diesel est fixée à 6,25 % en 2019 par rapport à l'année de référence 2010 et à 20 % d'ici 2030. L'hydrogène est considéré comme un combustible à faible émission de carbone.

Plusieurs autres États ont lancé des initiatives semblables dont l'Arizona et le Colorado. Ce dernier a introduit une réglementation sur les véhicules zéro émission (ZEV), qui comprend les voitures à pile à combustible.

Au niveau fédéral, l'EPA, l'Agence de protection de l'environnement, a instauré un mécanisme de régulation du marché sous forme de crédits appelés RIN (*Renewable Indentification Numbers*) pour forcer l'utilisation des carburants renouvelables sous peine de pénalités.

b) Budget (en \$ américains)

Le budget 2019 du DOE (Ministère de l'Énergie des États-Unis) est de 120 M\$. Un montant supplémentaire de 30 M\$ a été alloué aux piles à combustible à oxyde solide, qui relève de l'*Office of Fossil Energy*.

Sur ces 120 M\$, environ 50 M\$ sont consacrés à la R&D sur les transports lourds et moyens, dont environ 15 M\$ pour couvrir des sujets liés à l'hydrogène et aux piles à combustible, comme le stockage avancé des carburants gazeux, le ravitaillement en hydrogène, les composants et membranes de piles à combustible durables à faible teneur en platine. Le DOE a également annoncé un financement d'environ 30 M\$ pour faire progresser la production, le stockage et la R&D de l'hydrogène dans le cadre de l'initiative H2@Scale (Figure 43). L'objectif de H2@Scale est de permettre une production, un transport, un stockage et une utilisation abordables et fiables de l'hydrogène aux États-Unis dans de multiples secteurs.

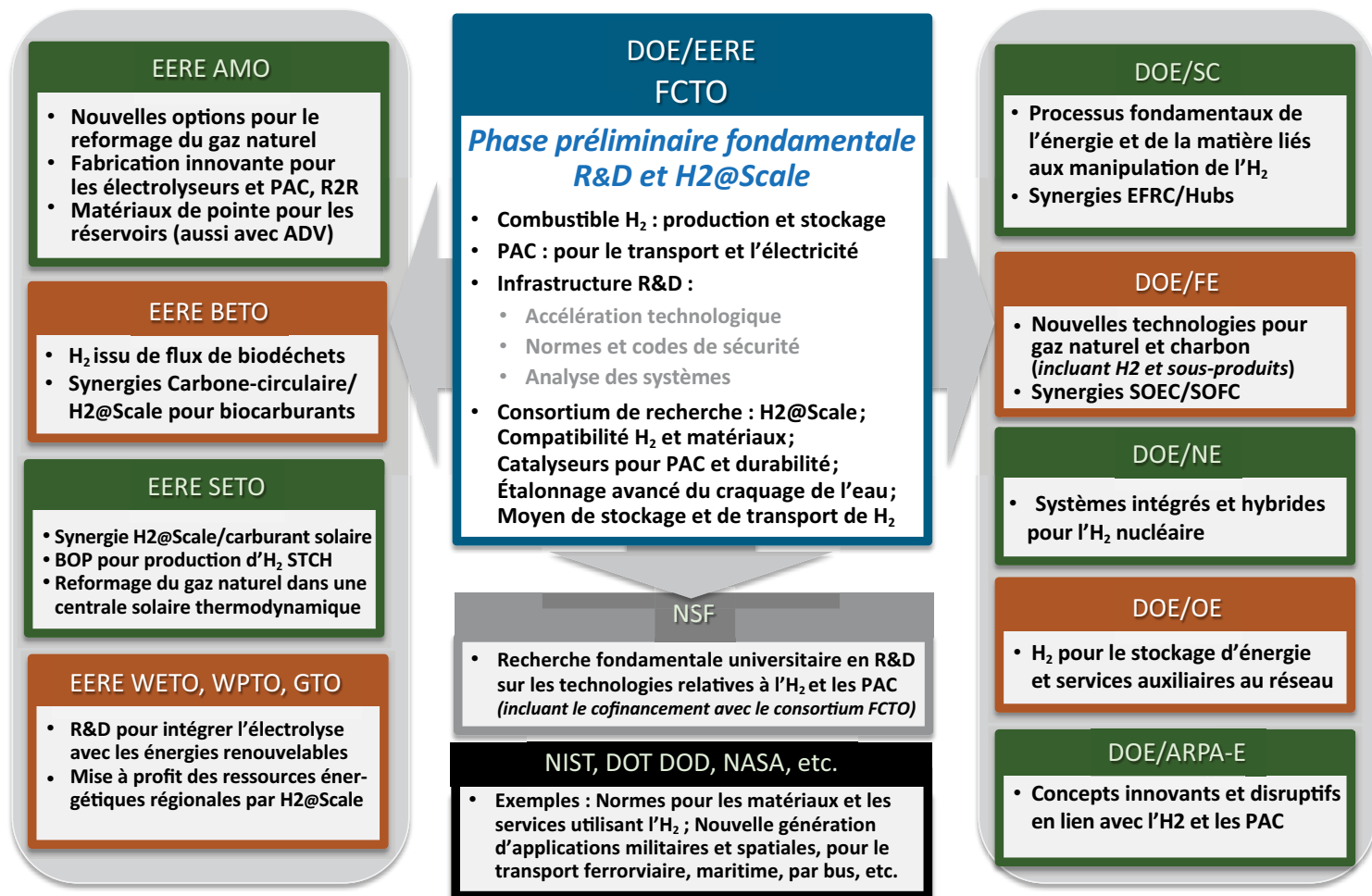


Figure 44 : Animation de l'écosystème du développement de l'hydrogène © 2019 DOE, EERE [37].

c) Organisation de l'écosystème et partenariats

Contrairement à l'Allemagne et au Japon, le déploiement de l'hydrogène aux États-Unis s'effectue sans coopération institutionnelle entre les différents acteurs de l'écosystème. Il suit une pure logique de marché qui peut impliquer des partenariats commerciaux sur une base *ad hoc*. Notons cependant l'influence de la réglementation locale qui peut être à la fois contraignante et incitative.

Sur le plan gouvernemental, l'écosystème du développement de l'hydrogène est très bien structuré autour du DOE comme le montre la Figure 44.

d) Réglementation

Des pratiques sûres concernant la production, le stockage, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène sont essentielles au déploiement des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible. Les États-Unis travaillent à deux niveaux pour traiter cette problématique :

- Des efforts importants sont consacrés chaque année au **DÉVELOPPEMENT DES CONNAISSANCES** et à la diffusion systématique du retour d'expérience et au partage des bonnes pratiques. **LES ENJEUX SUIVANTS SONT TRAITÉS :** pratiques, culture et planification de la sécurité; procédures d'incidents et communications; conception et procédures d'exploitation dans le domaine du stockage et de la

tuyauterie; entretien des équipements; sécurité en laboratoire; ravitaillement intérieur de chariots élévateurs.

- Le pays participe dans le cadre de l'IPHE et de l'ISO aux **EFFORTS DE DÉVELOPPEMENT DE CODES ET DE NORMES INTERNATIONALES.**

Par ailleurs, le gouvernement américain vient de s'associer à l'AIChE (*American Institute of Chemical Engineers*) pour créer le *Center for Hydrogen Safety* (CHS). L'annonce en a été faite en avril 2019. Le CHS est une organisation sans but lucratif dont le mandat est de promouvoir le fonctionnement, la manipulation et l'utilisation sécuritaires de la technologie de l'hydrogène dans toutes les installations et pour toutes les applications industrielles.

e) Feuille de route

Le Tableau 8 présente l'état du déploiement des piles à combustible stationnaires au 30 juin 2019 selon la base de données de HyARC. Ces piles sont utilisées comme alimentation de secours en cas d'interruption de courant, pour l'alimentation de sites isolés et l'alimentation de grands édifices en mode cogénération chaleur-électricité.

586 INSTALLATIONS ACTIVES AU TOTAL (357,5 MW)	INSTALLATIONS ACTIVES PAR TYPE DE PAC	26 INSTALLATIONS PLANIFIÉES AU TOTAL (121,8 MW)
<ul style="list-style-type: none"> • 435 en Californie (207,2 MW) • 72 dans le Connecticut (65,6 MW) • 42 à New-York (18,0 MW) • 37 dans d'autres états (66,9 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 476 SOFC, <i>Solid Oxide Fuel Cell</i> (240,0 MW) • 64 PAFC, <i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i> (37,7 MW) • 42 MCFC, <i>Molten Carbonate Fuel Cell</i> (77,4 MW) • 4 PEMFC, <i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i> (2,4 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 11 dans le Connecticut (66,1 MW) • 6 en Californie (12,3 MW) • 4 à New-York (41,2 MW) • 5 autres (2,3 MW)

Tableau 8 : Déploiement des piles à combustible stationnaires © 2019 HyARC.

TRANSPORT	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Véhicules à pile à combustible ¹	1 000 000 d'ici 2030 (objectif CA)	Plus de 6 500 en mars 2019	<ul style="list-style-type: none"> Efforts multiples des États et des acteurs de l'industrie 	<ul style="list-style-type: none"> Mandat d'état ZEV (présentement implanté dans les États de CA, CT, MA, ME, MD, NJ, NY, OR, RI et VT); subventions d'état (remises dans les États de CA, MA, CT, etc.)
Bus FC	Pas de cible	35 actifs, 39 en développement dans les États de OH, CA, CT, HI, IL et NY (novembre 2018)	<ul style="list-style-type: none"> Federal Transit Authority (FTA) (Département des Transports des États-Unis); CARB; CEC; et plusieurs états 	
Camions à pile à combustible ²	Pas de cible	Test du prototype	<ul style="list-style-type: none"> CTE, FedEx Express, UPS, CEC, SCAQMD, Nikola 	<ul style="list-style-type: none"> Mandat d'État ZEV (e.g., CA)
Chariots élévateurs	Pas de cible	> 25 000	<ul style="list-style-type: none"> Première stratégie d'application commerciale 	
STATIONS DE RAVITAILLEMENT H ₂	Nombre cible ³	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
70 MPa sur site de production	200 d'ici 2025 en CA	~ 40 en utilisation publique	<ul style="list-style-type: none"> Partenariats entre l'État et le secteur privé 	
70 MPa délivrés	12-25 au Nord-Est	California, 25 en développement ⁴ 6 construits au Nord-Est 11 en développement 1 ouvert à Hawaï		<ul style="list-style-type: none"> Californie – 2,5 \$ milliards pour la construction de stations de ravitaillement/rechargement ZEV incluant 200 stations à hydrogène (avec subventions O&M)
35 MPa sur site de production	Pas de cible	2 en novembre 2018 (stations de bus seulement)	<ul style="list-style-type: none"> 2 stations de ravitaillement pour bus (Californie) 	<ul style="list-style-type: none"> Solicitations des États et des agences locales (e.g., South Coast Air Quality Management District, Air Quality Standards Attainment Program in California)
35 MPa délivrés	Pas de cible	Stations 70 MPa incluant les stations 35 MPa		
PRODUCTION DE H ₂ ET LIVRAISON	Cible ¹¹	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Au total ¹²	4 \$/kg (produit, livré, distribué) à terme 7 \$/kg d'ici 2025, pour approvisionner les nouveaux marchés	~ 5 \$/kg-10 \$/kg (avec technologies de pointe produites à grand volume) 13 \$/kg-16 \$/kg (prix actuel de l'hydrogène comme combustible en Californie, source primaire)	<ul style="list-style-type: none"> Partenariats gouvernementaux limités (focus commercial/industriel) 	<ul style="list-style-type: none"> Financement et réglementations d'États/régionaux (e.g., en Californie, 33% des combustibles vendus par des stations financées par le gouvernement doivent être renouvelables)

Tableau 9 : Feuille de route des États-Unis pour le secteur Mobilité © 2019 IPHE [51].

La feuille de route des États-Unis pour le secteur Mobilité est résumée dans le Tableau 9.

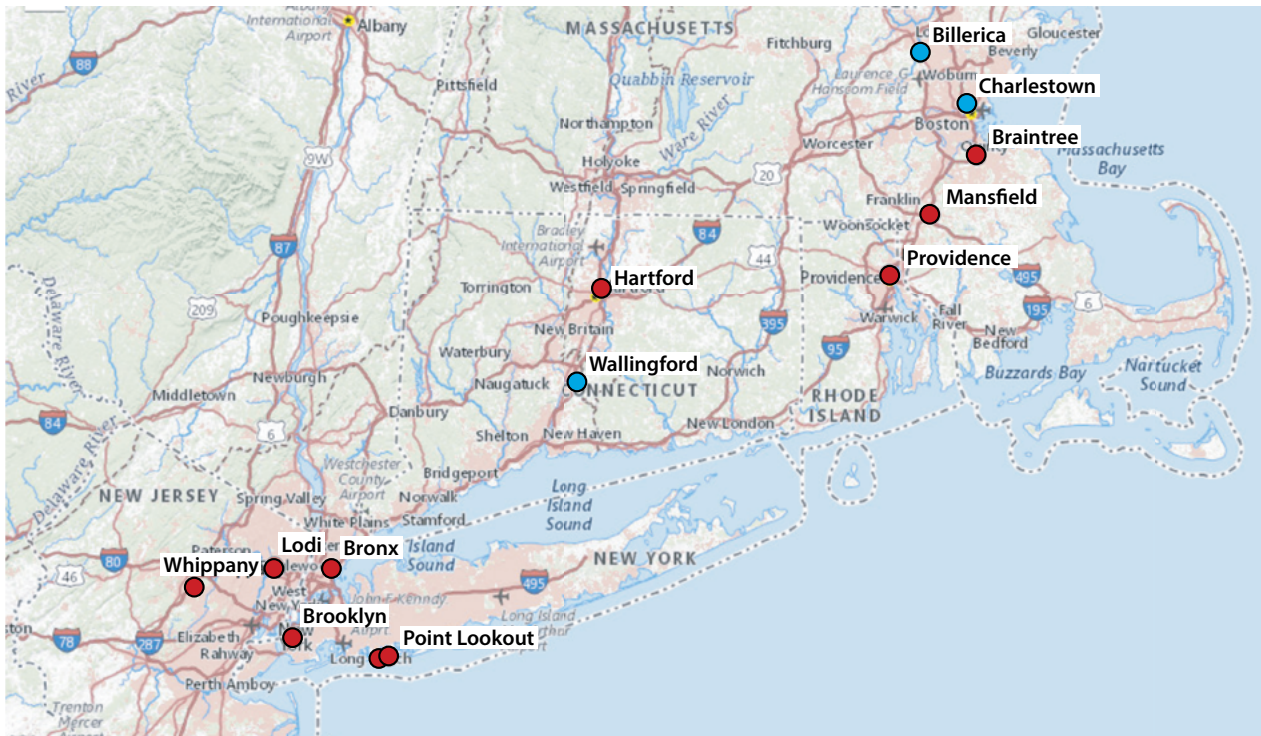


Figure 45 : Stations de ravitaillement en hydrogène sur la côte Est américaine © ; modifié par Polytechnique Montréal [60].

— en bleu : opérationnel — en rouge : en construction

Pour ce qui est de la construction du réseau de stations de ravitaillement en hydrogène, outre la Californie, mentionnons le déploiement de 14 stations en cours dans le nord-est américain (Figure 45). Ces stations devraient être alimentées partiellement par l'hydrogène vert produit par Air Liquide à Bécancour.

11.4 CORÉE DU SUD

[51] [61]

a) Politique et stratégie économique

La Corée en tant que nation est un nouveau venu dans le monde de l'hydrogène même si, dans le domaine de la mobilité et des piles à combustible, Hyundai (automobiles et camions) et Doosan (piles à combustibles à acide phosphorique) sont des acteurs bien établis sur le marché.

Le gouvernement coréen pense qu'il est possible de créer de nouveaux pans complets de l'industrie dans les secteurs du transport et de l'énergie grâce à l'hydrogène. Dans les transports, l'utilisation de l'hydrogène vise l'ensemble du secteur, des véhicules légers jusqu'aux véhicules utilitaires, camions, chariots élévateurs, trains, navires, et avions. Comme l'économie de l'hydrogène n'en est qu'à ses débuts à l'échelle mondiale, la Corée souhaite se positionner pour acquérir ce nouveau savoir-faire. Elle s'est donnée comme ambition de devenir

la 1^{ère} économie mondiale de l'hydrogène. Des politiques sont mises en place, tant économiques qu'institutionnelles (bases juridiques solides), pour atteindre cet objectif en quelques années. La Corée se place ainsi en concurrence directe avec le Japon.

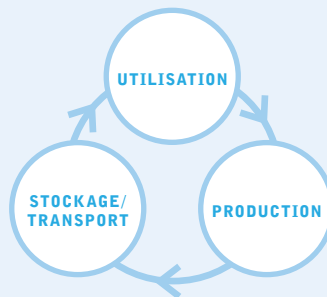
Le pays importe une grande partie de son énergie sous forme de charbon et de gaz naturel liquéfié, le complément en termes de consommation étant assuré par l'électronucléaire. Afin de réduire ses émissions de CO₂, la Corée envisage comme le Japon d'importer de l'hydrogène de pays potentiellement fournisseurs.

Pour soutenir sa nouvelle ambition hydrogène, la Corée du Sud a dévoilé une stratégie de promotion le 17 janvier 2019 (Figure 46). Elle vise à créer une nouvelle économie en trois phases qui s'échelonnent sur une vingtaine d'années.

STRATÉGIES DE PROMOTION

ORIENTATION BASIQUE

Assurer la sécurité sur l'intégralité du cycle



Établir un écosystème industriel de PME et de moyennes entreprises

2018 > > > > > 2022 > > > > > 2030 > > > > > 2040

STRATÉGIES	Préparation de l'économie de l'hydrogène	Expansion de l'économie de l'hydrogène	Leadership de l'économie de l'hydrogène
	<ul style="list-style-type: none"> Écosystème industriel de l'hydrogène Infrastructures et bases légales/institutionnelles 	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation de l'utilisation de l'hydrogène Système de l'offre et de la demande à grande échelle 	<ul style="list-style-type: none"> Production internationale de l'hydrogène et de l'électrolyse de l'eau Système de l'offre et de la demande sans émissions de CO₂
SECTEURS PUBLICS/PRIVÉS	Préparation de l'économie de l'hydrogène	Expansion de l'économie de l'hydrogène	Leadership de l'économie de l'hydrogène
– Public	<ul style="list-style-type: none"> Support/déréglementation Investissement dans de grandes infrastructures 	<ul style="list-style-type: none"> Amélioration des écosystèmes industriels Anticipation des normes internationales 	<ul style="list-style-type: none"> Établissement d'une société de l'hydrogène Leadership international
– Privé	<ul style="list-style-type: none"> Internalisation des technologies principales Augmentation de l'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> Système de production commerciale Plateforme commerciale de l'hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> Expansion du marché dirigé par le secteur privé Leadership du marché mondial

Figure 46 : Stratégie de promotion de l'hydrogène en Corée © 2019 METI; modifié par Polytechnique Montréal.

b) Organisation de l'écosystème et partenariats

Dans le secteur de la mobilité, à l'instar du JHyM japonais et du NOW allemand, un regroupement de 13 grandes entreprises coréennes appelé HyNet (*Hydrogen Energy Network*) prévoit d'installer 100 stations de ravitaillement en hydrogène d'ici 2022.

c) Réglementation

Sur le plan législatif, l'Assemblée nationale coréenne va instaurer un mécanisme réglementaire simplifié (*regulatory sandbox*) pour faciliter l'installation et l'exploitation des stations de ravitaillement afin de soutenir l'économie de l'hydrogène.

d) Feuille de route

La feuille de route de la Corée est résumée dans le Tableau 10.

MOBILITÉ HYDROGÈNE (CUMULATIF)			
MOBILITÉ	2018	2022	2040
Véhicules hydrogène	1 800 (900)	79 000 (67 000)	6 200 000 + α (2 900 000)
– Service aux passagers	1 800 (900)	81 000 (65 000)	5 900 000 (2 750 000)
– Taxis	–	–	120 000 (80 000)
– Bus	2 (total)	2 000 (total)	60 000 (40 000)
– Camions	–	–	120 000 (30 000)
Stations de ravitaillement	14	310	1 200 + α
Trains, bateaux et drones	Commercialisation et projets d'exportation à implanter avant 2030 à partir de la R&D et de démonstrations		

ÉNERGIE HYDROGÈNE (CUMULATIF)			
ÉNERGIE	2018	2022	2040
Piles à combustible			
– Génération	307,6 MW	1,5 GW (1 GW)	15 GW + α (8 GW)
– Ménages/Immeubles	307,6 MW	50 GW	2,1 GW + α
Turbine à hydrogène gazeux	Développement technologique à compléter d'ici 2030		

* Demande domestique / Proportion de véhicules à hydrogène (VÉPC) parmi tous les véhicules (cumulatif)

APPROVISIONNEMENT ET PRIX DE L'HYDROGÈNE				
OFFRE & DEMANDE	2018	2022	2030	2040
Approvisionnement (= demande)	130 000 T/an	470 000 T/an	1,94 mio T/an	5,26 mio T/an
Méthodes d'approvisionnement	① Sous- produits hydrogène (1%) ② Extraction hydrogène (99%)	① Sous- produits hydrogène ② Extraction hydrogène ③ Électrolyse de l'eau	① Sous- produits hydrogène ② Extraction hydrogène ③ Électrolyse de l'eau ④ Production mondiale ① + ③ + ④ = 50% ② = 50%	① Sous- produits hydrogène ② Extraction hydrogène ③ Électrolyse de l'eau ④ Production mondiale ① + ③ + ④ = 70% ② = 30%
Prix de l'hydrogène	– (politique de prix)	KRW 6 000/kg (prix de marché initial)	KRW 4 000/kg	KRW 3 000/kg

Tableau 10 : Feuille de route de la Corée © 2019 IPHE [51].

11.5 CHINE

[51][62][63]

a) Politique et stratégie économique

La Chine s'intéresse à l'hydrogène, surtout dans le secteur de la mobilité, depuis quelques années. En novembre 2016 le gouvernement avait annoncé un plan pour construire une infrastructure de 300 stations de ravitaillement en hydrogène suffisante pour alimenter 50 000 véhicules à piles à combustible en 2025, et de plus de 1000 stations en 2030 (dont la moitié alimentée en hydrogène renouvelable) pour desservir un million de véhicules. En 2018, la mobilité hydrogène est devenue la première priorité devant la mobilité batterie qui a subi des coupures de subventions. Plus récemment, soit le 15 mars 2019, la deuxième session du 13^e Congrès national du peuple s'est terminée avec la décision de « promouvoir la construction d'installations pour la recharge et l'hydrogénation ».

Du fait de la taille de son marché intérieur, la Chine est déjà le plus grand producteur de camions et d'autobus à piles à combustible au monde. Ce pays a clairement compris que l'électrification par batterie ou par pile à combustible ne sont pas en compétition mais qu'elles sont complémentaires l'une par rapport à l'autre. La filière de l'automobile électrique à pile à combustible est une priorité pour plusieurs provinces (Zhejiang, Hainan) et des flottes de véhicules électriques à pile à combustible circulent déjà dans les grandes villes (Shanghai, Beijing, etc.).

La Chine est en retard en matière d'infrastructure de transport et la réglementation est encore très contraignante. Par exemple, le transport d'hydrogène liquéfié est interdit car il est réservé aux applications militaires spatiales. À l'heure actuelle, le 13^e Plan quinquennal pour l'innovation technologique dans les transports souligne la nécessité d'intensifier la recherche et l'industrialisation dans le domaine des matériaux et des technologies pour les véhicules à hydrogène, les systèmes de remplissage, les stations-services, etc. La mise en place de plateformes d'innovation et d'évaluation de technologies est également priorisée.

En matière de déploiement, cinq villes ont été désignées comme prioritaires pour la mobilité hydrogène soit Shanghai, Beijing, Zhengzhou, Foshan et Yancheng.

Notons que, comme au Japon en 2020, la Chine va aussi utiliser les Jeux olympiques de 2022 (Jeux d'hiver de Beijing) pour faire la promotion de son savoir-faire dans le domaine de la mobilité hydrogène.

b) Budget (en \$ américains)

En juin 2018, le gouvernement a révisé sa politique d'aide publique au développement de la mobilité hydrogène, comme suit :

- **SUBVENTION D'ACHAT** de 48 000 à 79 000 \$ pour les autobus et les camions (parcourant au moins 200 000 km/an);
- **FINANCEMENT DE 0,6 M\$** pour les stations-services d'une capacité d'au moins 200 kg/jour.

Dans les mois qui ont suivi la mise à jour nationale, les politiques financières locales du Guangdong, Hainan, Shandong, Tianjin, Henan, Foshan et Dalian ont été mises à jour en conséquence. Les subventions locales dans toute la Chine vont de l'appariement 1:1 à Wuhan à 1:0,3 dans la province du Henan. Par ailleurs, 70 M\$ US sur 3 ans ont été accordés en 2018 à 6 constructeurs automobiles pour le développement et la démonstration de technologies.

		2020	2025	2030
OBJECTIF GLOBAL		Démonstration à petite échelle dans le secteur public ayant lieu dans des zones sélectionnées (5 000 VÉPC)	Développement à grande échelle des voitures à pile à combustible et des véhicules de service dans les zones urbaines (50 000 VÉPC)	Commercialisation à grande échelle des voitures et des véhicules commerciaux (un million de VÉPC)
		Capacité de production des systèmes à pile à combustible (> 1 000 unités par entreprises)	Capacité de production des systèmes à pile à combustible (> 10 000 unités par entreprises)	Capacité de production des systèmes à pile à combustible (> 100 000 unités par entreprises)
Véhicules à piles à combustible à hydrogène	Exigences fonctionnelles	Démarrage à froid à -30°C, optimisation de la structure du système d'alimentation électrique, coût des VÉPC de celui des véhicules entièrement électriques	Démarrage à froid à -40°C, petit volume de production, coût des VÉPC similaire à celui des véhicules hybrides	Performance globale des VÉPC comparable à celle des véhicules à MCI traditionnels – permettant d'atteindre des avantages concurrentiels
	Véhicules commerciaux	Coût ≥ 1,5 million RMB	Coût ≥ 1,0 million RMB	Coût ≥ 600 000 RMB
	Voitures	Vitesse maximale ≥ 160 km/h Durée de vie de 200 000 km Coût ≥ 300 000 RMB	Vitesse maximale ≥ 170 km/h Durée de vie de 250 000 km Coût ≥ 200 000 RMB	Vitesse maximale ≥ 180 km/h Durée de vie de 300 000 km Coût ≥ 180 000 RMB
Infrastructure de l'hydrogène	Approvisionnement en H ₂	Décentralisation de la production d'hydrogène des sources renouvelables; sous-produits industriels comme le gaz de cokerie		Décentralisation de la production d'hydrogène des sources renouvelables
	Distribution de H ₂	Entreposage et distribution d'hydrogène haute-pression	Distribution d'hydrogène liquide cryogénique	Entreposage à haute-densité et distribution à pression normale d'hydrogène liquide organique
	Stations de ravitaillement en H ₂	100 stations	350 stations	1 000 stations

Tableau 11 : Feuille de route de la Chine © 2019 IPHE [51].

c) Organisation de l'écosystème et partenariats

L'Alliance chinoise de l'hydrogène a été officiellement créée en février 2018 pour améliorer le développement du secteur de l'hydrogène en Chine. L'alliance se compose de grandes entreprises (appartenant à l'État) dans le secteur de la production d'énergie, d'équipementiers, du secteur automobile et de plusieurs universités. On s'attend à ce que des entreprises publiques telles que Sinopec et Shenghua puissent

prendre l'initiative d'élaborer des réglementations nationales, car elles ont une position de lobby solide. CHN Energy, la plus grande compagnie d'électricité de Chine en assure la présidence. L'alliance comprend également des entreprises internationales telles que Air Products, Air Liquide et Linde, qui contribuent activement au développement de l'hydrogène en Chine.

d) Feuille de route

La feuille de route de la Chine pour le secteur Mobilité est résumée dans le Tableau 11.

11.6 UNION EUROPÉENNE

[51] [64]

En novembre 2018, l'UE a dévoilé une vision stratégique pour atteindre l'objectif de décarbonation de l'économie européenne conformément à l'Accord de Paris de 2015. Le but est de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 % d'ici 2050 tout en en prenant avantage d'une telle réduction pour transformer et renforcer l'économie. Une directive (RED II) a été émise pour fixer un cap intermédiaire. Pour ce qui concerne les carburants, en 2030, le contenu en énergie renouvelable devra être au minimum

de 14 %. L'hydrogène vert apparaît dans cette stratégie comme l'une des technologies génériques clés.

L'UE consacre annuellement 135 M\$ américains en moyenne pour le développement technologique. Des discussions sont actuellement en cours pour financer 50 projets d'électrification hydrogène dans le secteur des transports (aéroports, ports, rail et routes) à hauteur de 800 M\$ américains.

Au début de 2019, une feuille de route a été établie pour fixer les jalons (non contraignants) de la montée en puissance du déploiement de l'hydrogène selon les diverses applications. La création d'un observatoire européen sur l'hydrogène couvrant les politiques et les marchés a également été décidée. La feuille de route de l'UE (Tableau 12) s'établit comme suit :

TRANSPORT	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien
Véhicules légers à pile à combustible ⁵	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 1520 VÉPC déployés en Europe (EU28 + CH + NO) dont 650 via le FCH2 JU • ~ 1390 véhicules additionnels prévus/obtenus via le FCH2 JU à ce jour 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstrations abordés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention par véhicule en projets de démonstrations
Bus FC	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 73 déployés (incl. 2 discontinués) dont 55 via le FCH2 JU (dont 5 discontinués) • ~ 305 bus additionnels obtenus via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstrations abordés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention par véhicule en projets de démonstrations
Camions à pile à combustible ⁶	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 15 camion à ordures obtenus via le FCH2 JU (REVIVE) • Plus de 12 autres attendus de l'Appel à propositions 2018 du FCH2 JU (Call 2018) 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstrations abordés via le FCH2 JU. Compte tenu de l'activité marginale actuelle, les projets à venir permettront de présenter une flotte dans les prochaines années. 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention par véhicule en projets de démonstrations
Chariots élévateurs	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 328 déployés en Europe (dont 268 via le FCH2 JU) 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstrations abordés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention par véhicule en projets de démonstrations
Maritime et aérien	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 3 navires à PAC prévus • 1 avion expérimental testé • 1 avion expérimental prévu 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstrations abordés via le FCH2 JU Compte tenu de l'activité marginale actuelle. 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention par véhicule en projets de démonstrations

STATIONS DE RAVITAILLEMENT H ₂	Nombre cible	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien		
70 MPa sur site de production	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 173 stations de ravitaillement en H₂ déployées pour le transport routier (bus + automobiles + véhicules de manutention) dont 47⁷ via le FCH2 JU : – 9 x 350 H₂ délivrés – 6 x 350 produits sur site – 3 x 700 H₂ délivrés – 10 x 700 produits sur site – 6 x 350/700 H₂ délivrés – 5 x 350/700 produits sur site – 5 (autres) par camion – 1 (autres) produits sur site 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstration abordés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Montant fixe de la subvention par station de ravitaillement en H₂ 		
70 MPa délivrés	Pas de cible				<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstration abordés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Montant fixe de la subvention par station de ravitaillement en H₂
35 MPa sur site de production	Pas de cible				<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstration abordés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Montant fixe de la subvention par station de ravitaillement en H₂
35 MPa délivrés	Pas de cible				<ul style="list-style-type: none"> • 50 stations de ravitaillement en H₂ additionnelles obtenues via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Projets de démonstration abordés via le FCH2 JU
STATIONNAIRE	Nombre cible ⁸	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien		
Petit ⁹	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 2350 prévus via le FCH2 JU dont 1565 déployés 	<ul style="list-style-type: none"> • Déploiement à échelle moyenne de projets de démonstration via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Montant fixe de la subvention par unité 		
Moyen ¹⁰	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 70 prévus dont 34 déployés 	<ul style="list-style-type: none"> • Déploiement à petite échelle de projets de démonstration via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention déterminée par le niveau de puissance 		
Grand ¹¹	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 4 prévus dont un déployé (en Chine) 	<ul style="list-style-type: none"> • Déploiement à petite échelle de projets de démonstration via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention déterminée par le niveau de puissance 		
Réseau de quartier ¹²	Pas de cible					
Réseau régional ¹³	Pas de cible					
Télécom de secours	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 10 déployés via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Déploiement à petite échelle de projets de démonstration via le FCH2 JU 	<ul style="list-style-type: none"> • Subvention déterminée par le niveau de puissance 		
PRODUCTION DE H ₂	Cible ¹⁴	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien		
Combustibles fossiles ¹⁵	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • Hors des domaines visés par le FCH2 JU 				
Électrolyse de l'eau ¹⁶ (PEM, alcaline, SOEC)	Pas de cible	<ul style="list-style-type: none"> • 34 déployées via le FCH2 JU (incluant 24 pour les stations de ravitaillement en H₂, 4 pour les télécoms, 2 pour l'autonomie de réseau et 4 pour les services réseau. • 9 de plus prévues, excluant les stations de ravitaillement en H₂ (2 pour le stockage d'hydrogène, 1 pour la raffinerie, 4 pour applications P2G et 2 pour d'autres utilisations industrielles). 				
Produits dérivés H ₂	Pas de cible					
STOCKAGE DE L'ÉNERGIE À PARTIR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	Cible ¹⁴	Statut actuel	Partenariats, approche stratégique	Mesure de soutien		
Capacité Power-to-Power ¹⁸	Pas de cible					

Tableau 12 : Feuille de route de l'UE © 2019 IPHE [51].

Outre l'Allemagne, mentionnons que le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la France ont établi des stratégies de déploiement de l'hydrogène. A titre d'exemple, en 2019, la France a injecté plus de 90 M€ dans le développement de sa filière hydrogène.

11.7 AUSTRALIE

[51]

L'Australie vient de se doter d'une politique sur l'hydrogène visant à décarboner le transport mais aussi de faire de ce pays un important exportateur. Les marchés visés sont l'alimentation en hydrogène décarboné de l'Asie de l'est (Corée, Japon).

Un certain nombre de priorités couvrant l'ensemble du secteur a été établi tant sur le plan social que réglementaire. Elles portent sur la production, le transport et le stockage d'hydrogène, le déploiement d'un réseau de stations-services, le *Power-to-X*, et l'exportation d'hydrogène.

Hydrogen Mobility Australia, un groupe de constructeurs automobiles, d'entreprises énergétiques et de fournisseurs d'infrastructures, avec pour mission de faire de cette vision de l'hydrogène une réalité, s'est constitué, avec les objectifs suivants :

- **ACCÉLÉRER LA COMMERCIALISATION** de nouvelles technologies d'hydrogène et de piles à combustible pour le transport, l'exportation, le stockage et les applications stationnaires en Australie.
- **ANIMER UN FORUM D'ÉCHANGE** et de collaboration efficaces de toutes les parties prenantes de la communauté de l'hydrogène et de l'énergie.
- **CONTRIBUER DE MANIÈRE PROACTIVE** à faire de l'Australie une société basée sur des technologies propres, l'énergie renouvelable et l'hydrogène.

Notons que, dans un premier temps, il est prévu de produire l'hydrogène en utilisant la gazéification du lignite (charbon brun). Le CO₂ serait capturé et séquestré géologiquement. Par la suite, de très grandes fermes solaires pourraient être installées pour alimenter des électrolyseurs.

Pour promouvoir cette nouvelle économie, il est nécessaire d'adapter le paysage réglementaire et les normes. Ainsi *Standards Australia* s'est associé à *Hydrogen Mobility Australia* pour travailler à l'adoption de normes d'hydrogène pour l'Australie.

12. SITUATION AU CANADA

MENTIONNONS TOUT D'ABORD QU'AU NIVEAU FÉDÉRAL, LE CANADA EST ACTIF AU SEIN DE LA MISSION INNOVATION CRÉÉE À LA SUITE DE L'ACCORD DE PARIS ET DU CLEAN ENERGY MINISTERIAL.

Il s'agit de deux initiatives distinctes : la 1^{ère} est axée sur l'innovation tandis que la 2^{ème} couvre les aspects politiques. Cette dernière initiative regroupe 250 représentants de 25 pays et le Canada agit comme co-chef de file de ce secteur avec les États-Unis, le Japon, les Pays-Bas et l'UE. Mentionnons également l'existence du Hydrogen Energy Ministerial mené par le Japon.

Le Canada n'a pas de feuille de route sur l'hydrogène. Une étude récente [65] soulève les enjeux importants que le Canada doit relever pour développer l'économie de l'hydrogène dans le futur. Il s'agit de :

- **LA MISE EN PLACE D'UNE CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT** qui puisse à la fois, couvrir les besoins pour les applications stationnaires et la mobilité, et faire baisser les coûts.
- **LA CONSTRUCTION D'UNE INFRASTRUCTURE DE DISTRIBUTION** (en particulier les gazoducs) qui permette de diminuer les coûts de transport.
- **L'INSTAURATION D'UN CADRE POLITIQUE,** légal et réglementaire cohérent et incitatif favorisant la mobilisation des investisseurs.
- **LA SENSIBILISATION DU PUBLIC** sur l'intérêt de l'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique et la mise en place de mesures pour en favoriser l'adoption.

Par ailleurs, dans le cadre de la transition énergétique, le gouvernement fédéral prévoit l'instauration d'un cadre législatif encadrant les carburants propres (taxation et marché du carbone) et ce, dès 2021.

Au Canada, les deux provinces de l'ouest sont déjà actives dans le domaine de l'hydrogène.

COLOMBIE-BRITANNIQUE

Historiquement, la Colombie-Britannique a été une des pionnières dans le domaine de l'hydrogène au niveau mondial grâce aux initiatives du CNRC et d'acteurs industriels tel Ballard.

Une étude sur le rôle de l'hydrogène dans la décarbonation du système énergétique de la province vient juste d'être réalisée [66].

D'ici 2050, 31% des gaz à effet de serre pourraient être éliminés, ce qui correspond à environ 15 MT de CO₂ équivalent par année. Pour favoriser le développement de l'hydrogène, deux pistes sont considérées à savoir spécifier une intensité carbone pour l'hydrogène et fixer un prix de l'électricité attractif pour l'électrolyse. Au printemps 2020, le gouvernement provincial va publier une feuille de route qui privilégiera l'hydrogène comme vecteur de la transition énergétique.

Les applications de l'hydrogène couvrent quatre domaines :

- **INJECTION DANS LE RÉSEAU DE GAZ;**
- **FABRICATION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE;**
- **PILES À COMBUSTIBLE STATIONNAIRES;**
- **MOBILITÉ.**

Dans le secteur de la mobilité, la province s'est fixée comme objectif de décarboner le transport routier de marchandises et de déployer massivement à cet effet des véhicules zéro émission [67]. Notons également la politique de promotion de l'hydrogène pour décarboner le transport sur le campus de l'université de la Colombie-Britannique [68].

Par ailleurs, une étude a été menée sur l'exportation d'hydrogène vers le Japon, qui utilise un vecteur chimique, le MCH (méthylcyclohexane). Cette étude a montré que la rentabilité d'une telle approche n'est pas encore assurée.

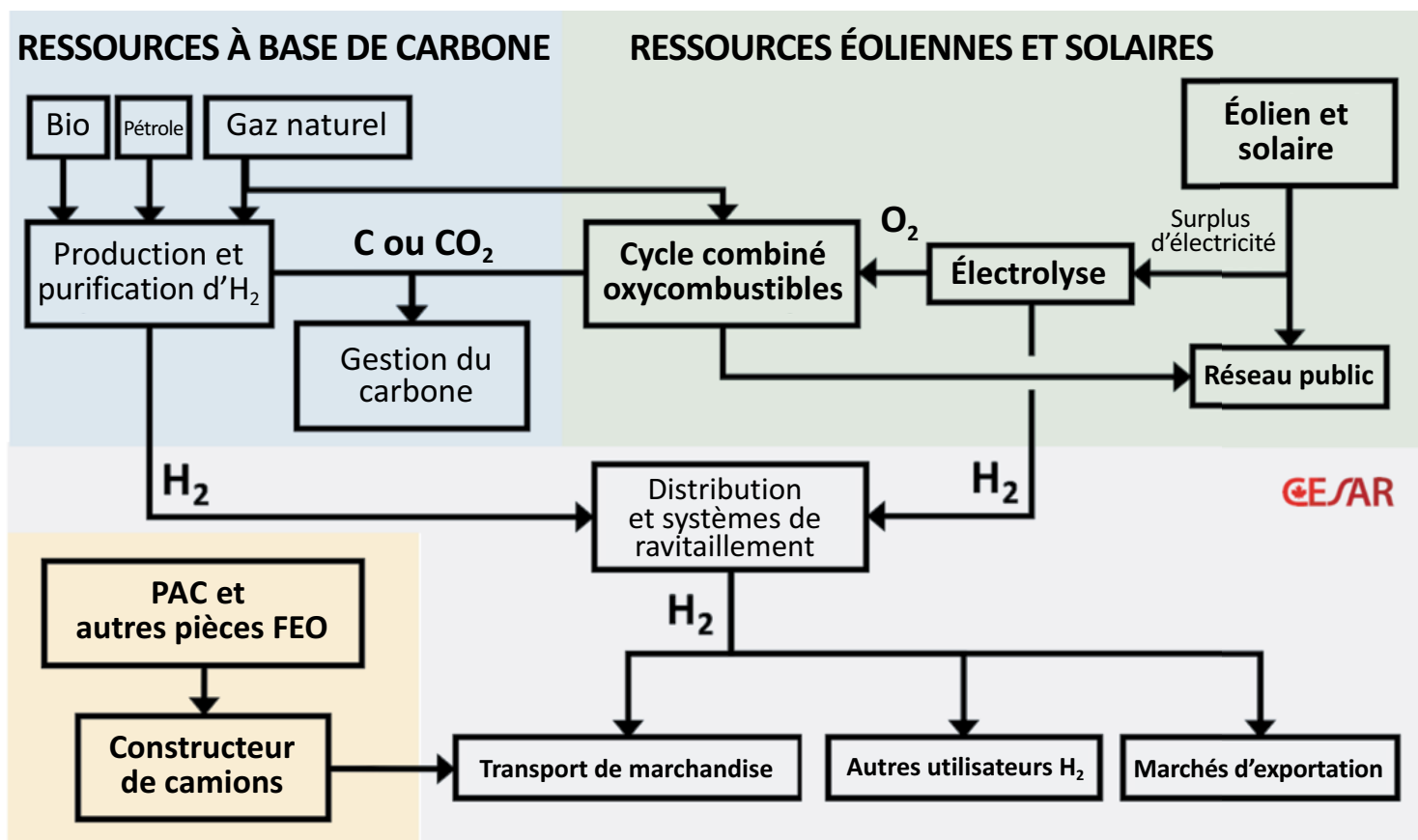


Figure 47 : Scénarios de la production d'hydrogène en Alberta © 2019 CESAR [69].

ALBERTA

L'Alberta est un grand producteur de produits pétroliers raffinés. Pour préparer le futur, le Centre canadien d'analyse et de recherche sur les systèmes énergétiques de l'Université de Calgary s'est penché sur le potentiel de la province comme fournisseur d'hydrogène pour la mobilité décarbonée, une nouvelle opportunité de croissance économique.

L'équipe du CESAR a examiné trois scénarios de production d'hydrogène en lien avec les ressources et les compétences de l'Alberta (Figure 47) :

1. **LE VAPOREFORMAGE DU GAZ NATUREL**
ou du syngas obtenu par gazéification du bitume par SMR;
2. **LA GAZÉIFICATION DE LA BIOMASSE;**
3. **L'ÉLECTROLYSE DE L'EAU**
à l'aide de l'énergie éolienne ou solaire.

L'étude a conclu que l'exportation d'hydrogène par pipeline était possible partout en Amérique du Nord. Selon cette étude, l'utilisation de l'hydrogène pour la mobilité des véhicules lourds est tout en fait envisageable comme substitut au diesel.

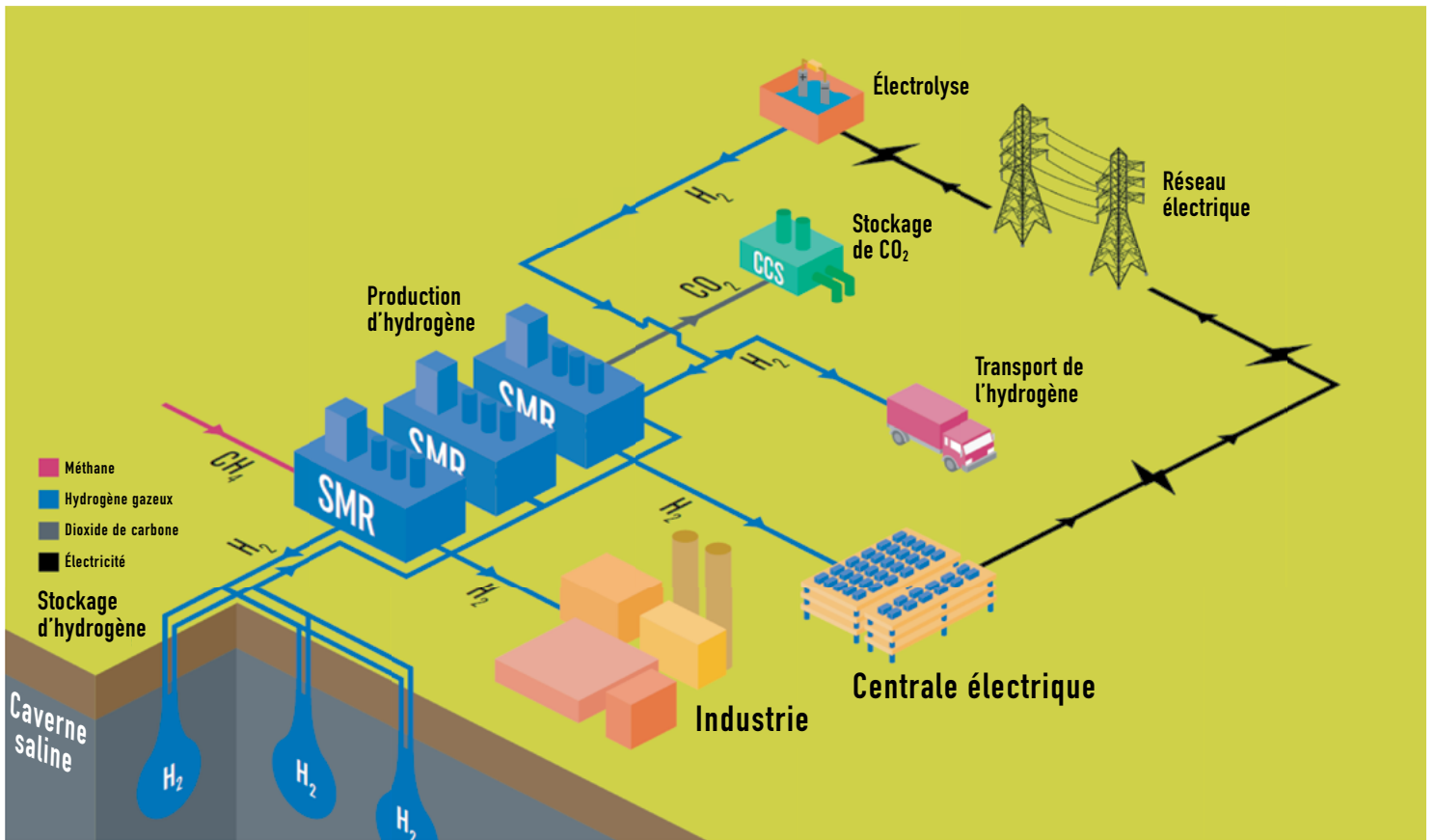


Figure 48 : Production d'hydrogène par SMR avec séquestration du CO_2 © ATCO.

Lors de l'atelier de Ressources Naturelles Canada sur l'hydrogène du 14 août, la société ATCO, un grand énergéticien de l'Alberta, a présenté une vision sur la production d'hydrogène à partir de gaz naturel très ambitieuse [70].

La voie choisie est celle du SMR en association avec le captage et l'enfouissement du carbone, enfouissement facilité par la géologie de la province (Figure 48).

Le coût relativement faible du gaz naturel et l'expertise dans la séquestration du CO_2 acquise par les pétrolières sont deux atouts qui pourraient permettre de produire de l'hydrogène à un coût extrêmement compétitif et servir dans le futur l'ensemble du marché canadien. Cette voie permettrait de rendre l'Alberta carboneutre en 2050.

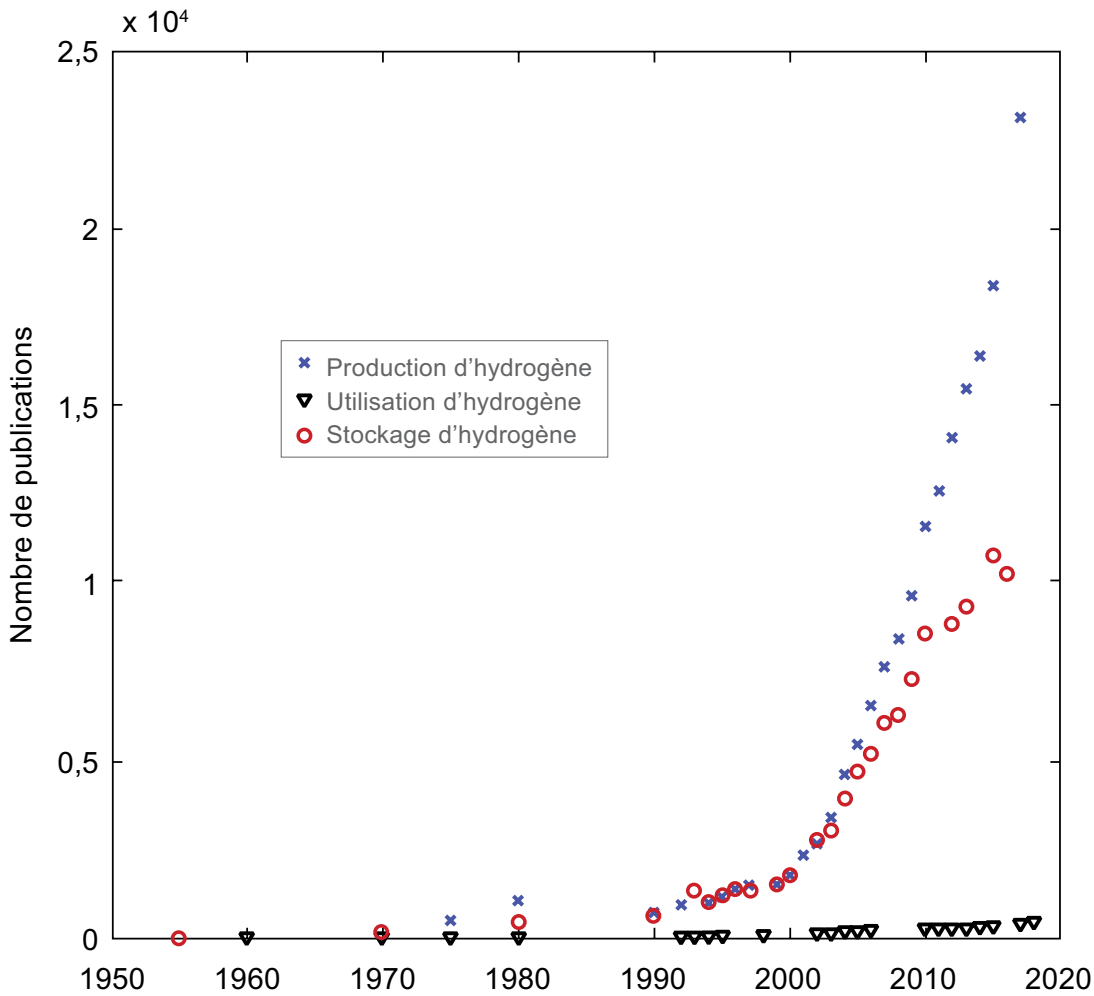


Figure 49 : Publications mondiales dans le domaine de l'hydrogène.

PLACE DU CANADA DANS LES PUBLICATIONS SCIENTIFIQUES

Dans le cadre de cette étude, une analyse des publications mondiales dans le domaine de la recherche sur l'hydrogène a été réalisée afin d'analyser le rayonnement scientifique du Canada à l'échelle internationale.

La Figure 49 montre l'évolution du nombre de publications internationales depuis 1955 jusqu'à aujourd'hui pour ce qui a trait à la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène.

On voit que le sujet a pris de l'ampleur depuis le début des années 2000, ce qui est en cohérence avec le lancement de très grands programmes nationaux aux USA, en Allemagne, au Japon et en Chine.

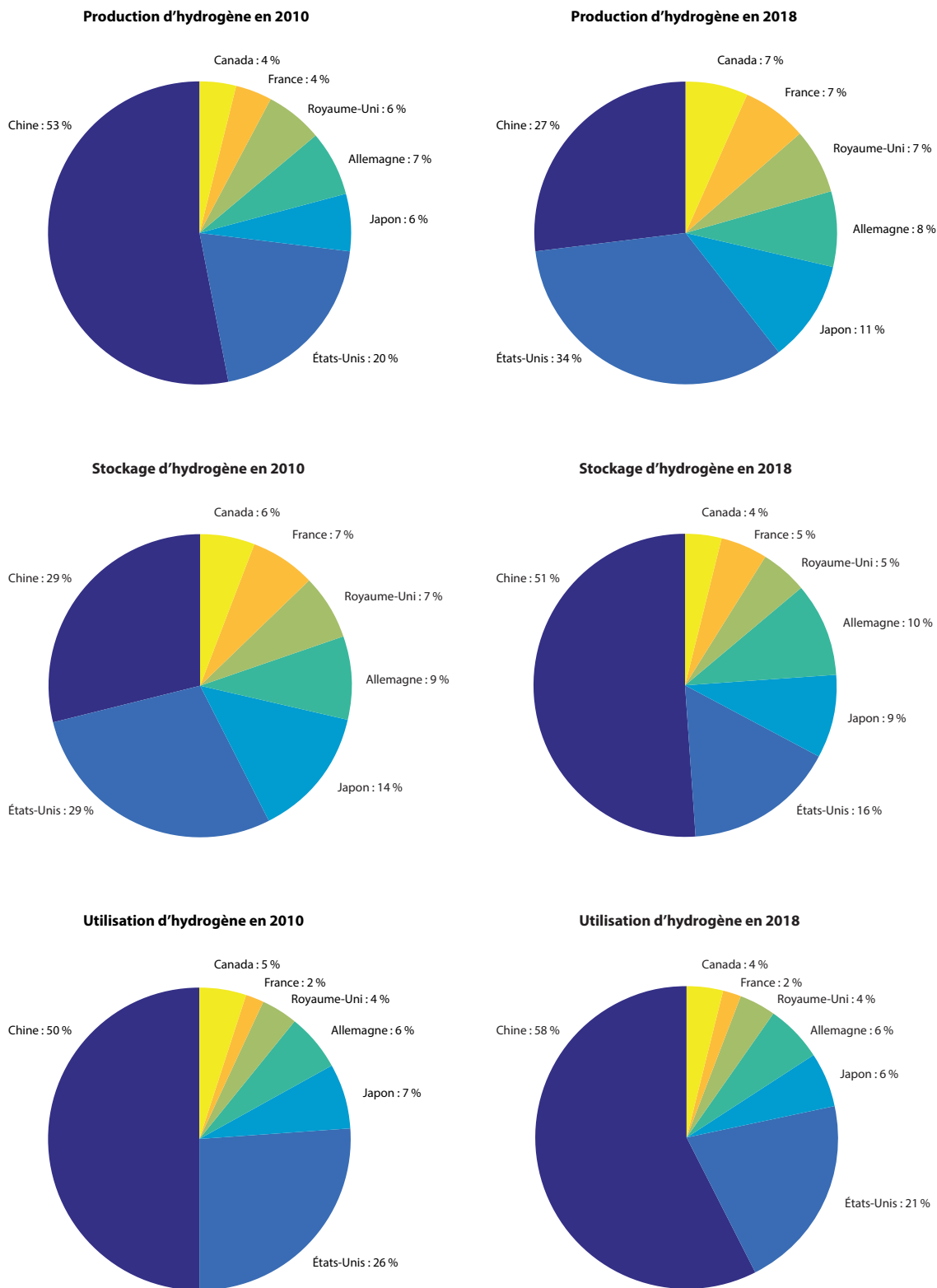
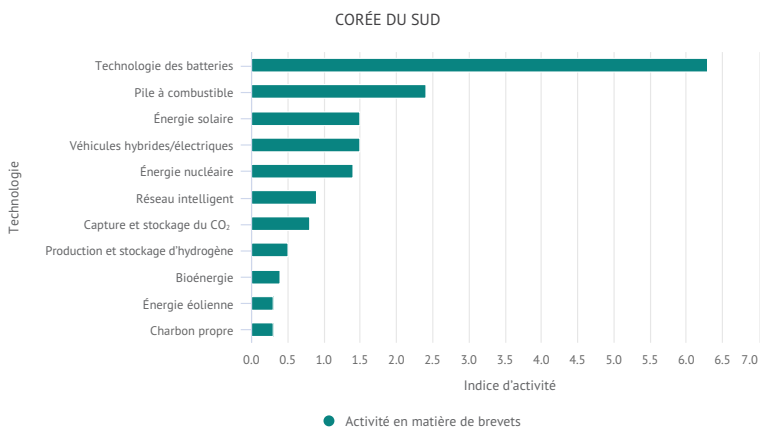
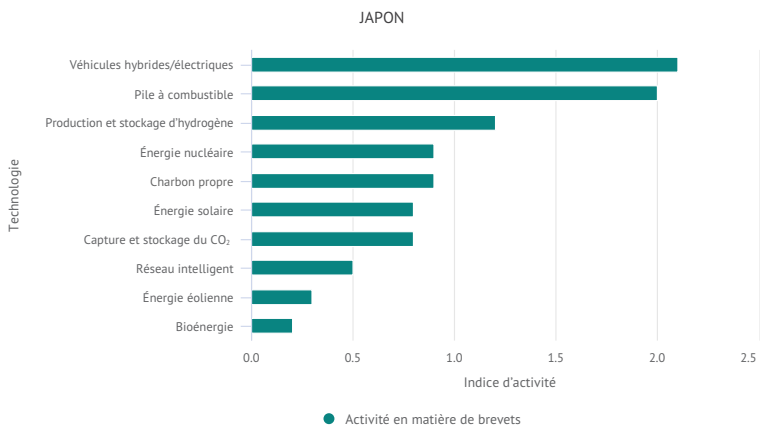
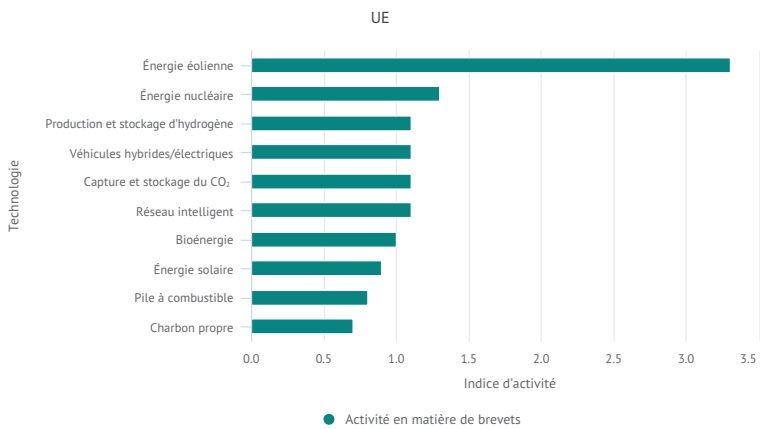
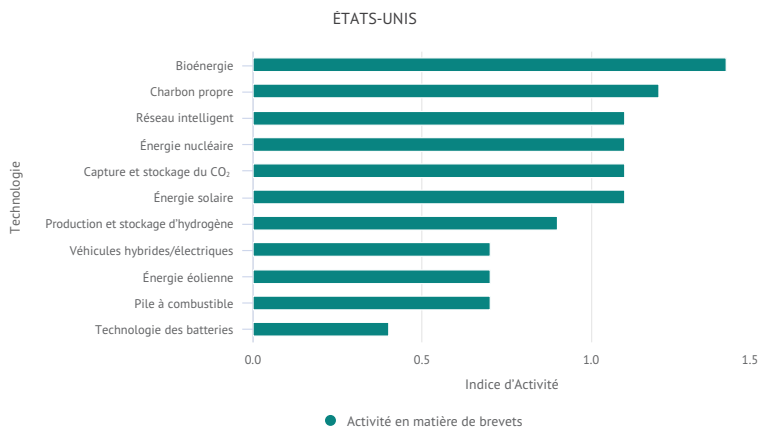


Figure 50 : Répartition géographique des publications scientifiques sur l'hydrogène entre 2010 et 2018.

La Figure 50 illustre la part de chaque pays dans la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène entre 2010 et 2018.

Le Canada est présent dans la littérature mais sa contribution en nombre reste marginale par rapport aux pays qui misent sur l'hydrogène (Chine, États-Unis, pays de l'UE).



En ce qui a trait aux brevets, la Figure 51 compare l'intensité des brevets dans le domaine des technologies de l'énergie durables dont l'hydrogène dans 4 pays ou région soit les États-Unis, le Japon, l'Union Européenne et la Corée du Sud. Une intensité de 1 correspond à la moyenne des brevets déposés par pays. Le Japon est celui qui est le plus actif, toutes technologies confondues. Il est suivi de l'UE qui est légèrement au-dessus de la moyenne. Les États-Unis sont légèrement en dessous de la moyenne.

Figure 51 : Intensité comparée des brevets dans le domaine des technologies © 2018 National Science Board [71].

13. CONCLUSION

L'ASIE DE L'EST (CHINE, CORÉE ET JAPON) ET DANS UNE MOINDRE MESURE L'EUROPE DE L'OUEST SONT LES RÉGIONS LES PLUS DYNAMIQUES EN TERMES D'ÉMERGENCE D'UNE NOUVELLE ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE.

La construction de cette nouvelle économie repose sur trois piliers : le développement et le déploiement de technologies innovantes, une synergie gouvernements-entreprises qui permet de structurer des écosystèmes régionaux et la mise en place de politiques

publiques ciblées basées sur des feuilles de route. Les priorités des États ne sont pas homogènes et chaque pays fait des choix en fonction de son contexte énergétique et de ses enjeux industriels.

Le Tableau 13 résume les priorités des différents pays [72].

	<20 % d'hydrogène dans les pipelines de distribution et de transport de gaz existants	100 % d'hydrogène dans les pipelines de distribution et de transport de gaz existants	Stockage d'énergie à long-terme	Chaleur industrielle	Matière première industrielle	Production d'électricité	Chauffage domestique	Génération simultanée d'électricité et de chaleur	Fabrication des véhicules à pile à combustible	Utilisation de l'hydrogène pour les véhicules de transport lourds	Utilisation de l'hydrogène pour les petits véhicules automobiles	Production d'hydrogène pour exportation
Chine					✓					✓✓	✓✓	✓✓
Union Européenne (Feuille de route de l'hydrogène – Europe)	✓ ^b	✓✓ ^b	✓	✓✓	✓✓	✓	✓✓	✓✓		✓		
Allemagne (<i>power-to-gas</i>)		✓✓ ^d					✓✓	✓✓				
Japon	✓	✓	✓			✓	✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	
États-Unis						✓✓				✓✓	✓✓	
République de Corée		✓✓		✓	✓			✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	

Tableau 13 : Secteurs prioritaires pour l'économie de l'hydrogène dans quelques pays clés © 2019 Future Fuels CRC [72].

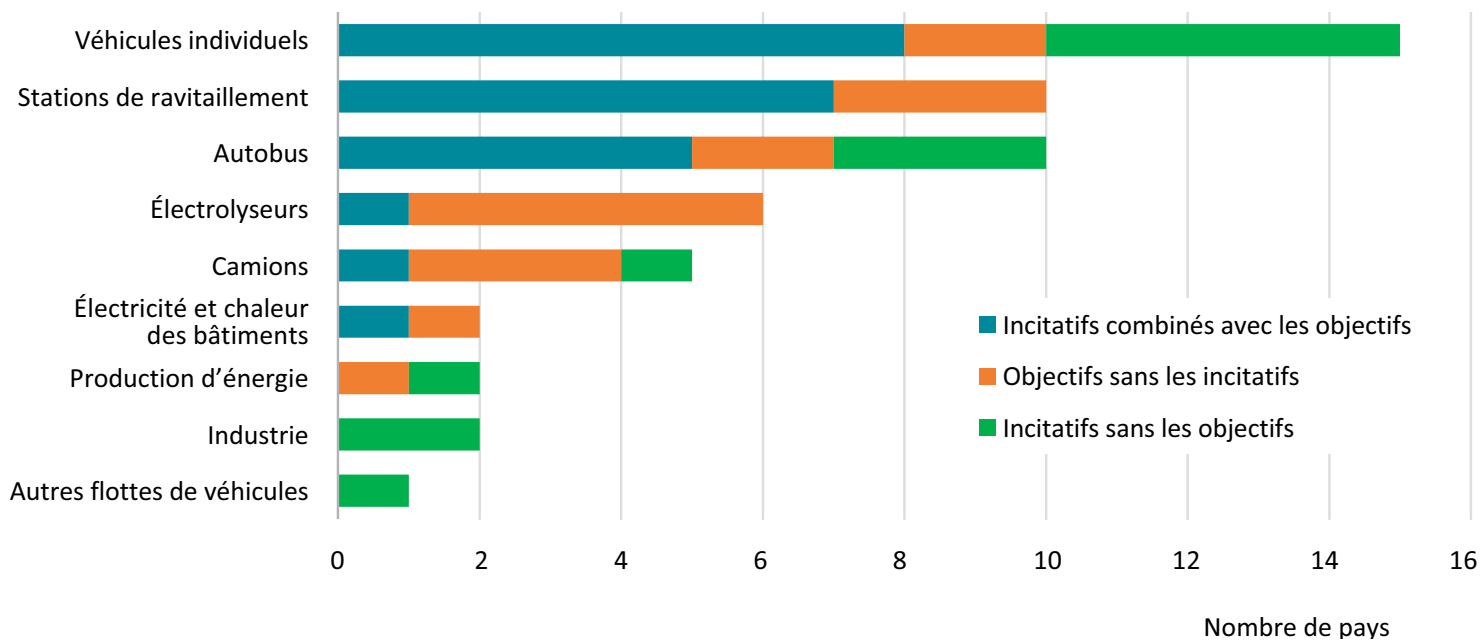


Figure 52 : Politique incitative de déploiement de l'hydrogène © 2019 IEA [16].

Le secteur de la mobilité verte, un domaine qui devrait connaître une forte croissance, est une cible prioritaire pour de nombreux pays. Cette priorité se manifeste soit au travers

d'objectifs chiffrés de déploiement de technologies, soit au travers d'incitatifs financiers. La Figure 52 résume l'état de la situation [16].

Pour conclure, un certain nombre d'enseignements se dégagent de cette étude :

1.

LE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

devrait d'abord se produire dans les pays ayant un avantage compétitif dans la production électrique renouvelable et un marché intérieur réceptif et capable d'absorber une production d'hydrogène verte pour la mobilité ou l'industrie.

2.

LA LOGIQUE INDUSTRIELLE DU DÉPLOIEMENT DEVRAIT S'INSPIRER DE CELLE QUE LES GAZIERS INDUSTRIELS ONT UTILISÉS,

c'est-à-dire se concentrer sur l'installation de capacités significatives pour des applications captives répondant à une demande établie. Une telle approche privilégie soit les gros utilisateurs industriels (pétrochimie, sidérurgie), soit les applications en mobilité intensive (flottes de camions, autobus ou taxis), soit les deux si la production est suffisamment dimensionnée.

3.

LA RAPIDITÉ AVEC LAQUELLE CE DÉPLOIEMENT S'EFFECTUERA

est liée à la baisse anticipée des coûts de production et à la mise en place de chaînes d'approvisionnement rentables et efficaces. L'incertitude sur un calendrier réaliste de déploiement doit être prise en compte dans la formulation d'une stratégie, qui se doit d'être flexible et neutre sur le plan technologique, et en phase avec l'environnement international et les stratégies hydrogène d'autres pays.

4.

LA COLLABORATION INTERNATIONALE SUR LES NORMES TECHNOLOGIQUES ET LA CERTIFICATION DU CARACTÈRE VERT DE L'HYDROGÈNE

est certainement utile, autant pour les pays qui ont des avantages compétitifs en matière de développement de l'hydrogène, que pour les utilisateurs potentiels des technologies qui sont ou seront développées. Pour le Québec et le Canada, il est particulièrement critique d'établir une réglementation harmonisée avec celle des États-Unis pour assurer le succès du déploiement de l'hydrogène vert sur le marché nord-américain.

5.

LA MISE EN PLACE DE PROGRAMMES DE SOUTIEN FINANCIER

à l'innovation, à la commercialisation et au déploiement de plateformes technologiques en mode partenarial mixte public-privé est la voie privilégiée par de nombreux pays pour faire avancer la pénétration de l'hydrogène décarboné dans le marché.

6.

LE SOUTIEN DE TOUTES CES POLITIQUES

est conditionné par la disponibilité d'une expertise et d'une main d'œuvre hautement qualifiée. Il s'agit d'un défi majeur à traiter en priorité.

14. RÉFÉRENCES

TOUTES LES RÉFÉRENCES À UN SITE WEB ÉTAIENT ACTIVES AU 9 AVRIL 2020.

- [1] *La filière hydrogène-énergie en France* (www.energylab.sia-partners.com/hydrogene-2019). SIA Partners, 2019.
- [2] *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2016 et leur évolution depuis 1990*. Gouvernement du Québec, 2016.
- [3] www.hydrogencouncil.com
- [4] *A Study on Electrofuels in Aviation*, A. Goldmann, Waldemar Sauter, Marcel Oettinger, T. Kluge, U. Schröder, J.R. Seume, J. Friedrichs and F. Dinkelacker. *Energies* 2018, 10, 392.
- [5] *Hydrogen Based Energy Conversion Presentation*. A.T. Kearney Energy Transition Institute, 2014.
- [6] *A New Approach to the Identification of High-Potential Materials for Cost-Efficient Membrane-Based Post-Combustion CO₂ Capture*. S. Roussanaly, R. Anantharaman, K. Lindqvist and B. Hagen. *Sustainable Energy & Fuels* 2018, 2, 1225.
- [7] www.co2solutions.com
- [8] www.operationsforestieres.ca/une-solution-novatrice-pour-reduire-les-emissions-a-lusine-de-saint-felicien-3724/
- [9] *Hydrogen Production Through Pyrolysis*. A. Bakhtyari, M. Amin Makarem and M. Reza Rahimpour. *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, R.A. Meyers (ed.), Springer Science+Business Media LLC, 2018.
- [10] Document de référence 2018. Air Liquide, 2019.
- [11] www.naoden.com/gazeification/
- [12] www.energie.sia-partners.com/20180222/le-transport-se-met-lhydrogene-make-our-planet-great-again
- [13] https://fr.wikipedia.org/wiki/Procédé_chlore-alcali
- [14] eka.nouryon.com/tech/sodium-chlorate
- [15] www.globenewswire.com/news-release/2019/04/26/1810376/0/en/Global-Sodium-Chlorate-Market-Trends-Share-Size-Growth-Opportunity-and-Forecast-2019-2024.html
- [16] *The Future of Hydrogen*. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency, Juin 2019.
- [17] *Hydrogen from Renewable Power*. IRENA, 2018.

- [18] ihsmarkit.com/products/hydrogen-chemical-economics-handbook.html
- [19] www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/hydrogen-generation-market-494.html
- [20] HyARC 2016. Bases de données disponibles à h2tools.org/hyarc/data?page=1 (Asia_merchant_hydrogen_plants_Jan 2016.xlsx, Europe_merchant_hydrogen_plants_112015.xlsx, North America_merchant_hydrogen_plants_Jan2016_MTD+.xlsx, Rest of World_merchant_hydrogen_plants_Jan 2016.xlsx)
- [21] *Ship Operation Using LPG and Ammonia As Fuel on MAN B&W Dual Fuel ME-LGIP Engines.* R. S. Laursen. Document public, 2018.
- [22] *R&D on Hydrogen Energy Carriers toward Low Carbon Society.* S. Muraki. SIP, 2019.
- [23] *Missing Link to a Successful Global Energy Transition,* Global Alliance Powerfuels. DENA, 2019.
- [24] www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2018-10/FRI%20REPERES%202010%20FR-INFOS%20PRATIQUES.pdf
- [25] *Hydrogen Uses in Ironmaking.* V. Chevrier. Midrex, 2018.
- [26] *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in the Global Energy System.* I. Staffell, D. Scamman, A. Velazquez Abad, P. Balcombe, P.E.. Dodds, P. Ekins, N. Shahd and K. R. WardaI. *Energy Environ. Sci.*, 2019, 12, 463.
- [27] *Reduction of CO₂ emissions by Adding Hydrogen to Natural Gas.* IEA, 2003.
- [28] *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands.* Noordelijke Innovation Board, 2017.
- [29] *Hydrogen Scaling Up.* Hydrogen Council, 2017.
- [30] *Hydrogen Meets Digital.* Hydrogen Council, 2018.
- [31] *Présentation par C. Dufau Sansot.* Hy2gen Canada, 2018.
- [32] www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_fuel_cell_technologies_applications.pdf
- [33] h2tools.org/hyarc/hydrogen-consumption
- [34] www.interactanalysis.com/are-off-highway-and-marine-markets-fuelling-hydrogen-adoption-for-heavy-commercial-vehicles/
- [35] *Hydrogen Fuel Cell Vehicle Market Summary, Industry Report, 2020-2026.* Polaris, 2020.
- [36] *Fuel Cell Materials Handling Vehicle Market Developments in Europe - Hylift Europe.* C. Maggi 2018.
- [37] *Hydrogen and Fuel Cell Program Overview.* S. Satyapal. 2019 Annual Merit Review, US DoE.
- [38] www.railforthevalley.com/latest-news/zweisystem/more-comments-on-translinks-anti-valley-rail-screed/ (source : www.alstom.com/fr)

- [39] *Deployment of Hydrogen and Fuel Cell Technology in Germany*. T. Herbert. European Hydrogen Energy Conference 2018.
- [40] J. Andersson and S. Grönkvist, *Large-Scale Storage of Hydrogen*. Int. J. of Hydrogen Energy 2019, 44, 11901.
- [41] *Étude d'impact sur l'environnement*. Boralex Gaz Métro, 2010.
- [42] *Future Cost and Performance of Water Electrolysis: An Expert Elicitation Study*. O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson and S. Few. Int. J. of Hydrogen Energy 2017, 42.
- [43] J.A. Løkke. *Nel ASA Presentation*, 2017.
- [44] www.poyry.com/news/articles/hydrogen-pipe-it-hype.
- [45] *Electrolyzers – Research Report*. Navigant Research, 2019.
- [46] *The Fuel Cell Industry Review*. E4Tech, 2019.
- [47] www.hydrogeneurope.eu/hydrogen-buildings
- [48] *The Fuel Cell and Hydrogen Annual Review*. 4th Energy Wave, 2017.
- [49] americanhistory.si.edu/fuelcells/basics.htm.
- [50] *Global Deployment of Large Capacity Stationary Fuel Cells*. E. Weidner, R. Ortiz Cebolla and J. Davies. JRC Technical Reports, 2019.
- [51] www.iphe.net/partners
- [52] *Discussions avec H. Sugawara*, JHYM, le 20/05/2019.
- [53] *Discussions avec E. Ohira*, NEDO, le 21/05/2019.
- [54] *Discussions avec S. Muraki*, SIP, le 21/05/2019.
- [55] www.now-gmbh.de/de
- [56] *The Next Phase of the National Innovation Program for Hydrogen and Fuel Cell Technologies in Germany*. K. Bonhoff. World Hydrogen Energy Conference, 2018.
- [57] *Présentation au séminaire de Natural Resources Canada* du 15/08/2019 de W. Leighty.
- [58] *Safety Considerations for Hydrogen and Fuel Cell Applications*. N. Barilo. ICC Annual Business Meeting, 2015.
- [59] *An Analysis of the Renewable Fuel Standard's RIN Market*. Covington & Burling LLP, 2019.
- [60] chfcc.org/existing-and-planned-hydrogen-fueling-stations-northeast-us/.
- [61] *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*, Government of Korea, 2019.
- [62] *Overview of Hydrogen and Fuel Cell Developments in China*. B. Verheul. Holland Innovation Network China, Kingdom of the Netherlands, 2019.

- [63] www.angloamericanplatinum.com/~media/Files/A/Anglo-American-Platinum/presentations-and-speeches/demand-for-pgms-china-roadshow.pdf
- [64] *Hydrogen Roadmap Europe. Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking*. Publications of the Office of the European Union, 2019.
- [65] *Developing a Sustainable Approach to Hydrogen Deployment in Canada*. H2GO Canada, 2019.
- [66] *Clean BC*, Government of British Columbia, 2019.
- [67] *Hydrogen in British Columbia*. G Gensey. BC Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, 2019.
- [68] *Transform the Future of Energy: Opportunities in Hydrogen*. University of British Columbia, 2019.
- [69] cesarnet.ca/blog/zero-emission-transportation-fuels-alberta-s-new-economic-opportunity
- [70] *Présentation au séminaire de Natural Resources Canada du 15/08/2019* de G. Cadwell.
- [71] *Science and Engineering Indicators*. Chapitre 6. National Science Board, 2018.
- [72] *Advancing Hydrogen*. A. Kosturjak, T. Dey, M. Young and S. Whetton. Future Fuels CRC. Australian Government, 2019.

CRÉDITS PHOTOGRAPHIQUES

Couverture : iStockphoto

