



Ministère de l'écologie,  
du développement durable et de l'énergie

Conseil général de l'environnement  
et du développement durable

N° 010177-01

Ministère de l'économie,  
de l'industrie et du numérique  
Conseil général de l'économie,  
de l'industrie, de l'énergie et des technologies

N° 2015/07/CGE/SG

## Filière hydrogène-énergie

Rapport à

Madame la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

Monsieur le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique

établi par

Jean-Louis DURVILLE,  
Jean-Claude GAZEAU, Jean-Michel NATAF  
Ingénieurs généraux des Ponts,  
des eaux et des forêts

Jean CUEUGNIET, Benoît LEGAIT  
Ingénieurs généraux des Mines

Septembre 2015



## SOMMAIRE

<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>5</b>
<b>TABLE DES RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>7</b>
<b>1 Introduction.....</b>	<b>10</b>
<b>2 Quel paysage énergétique probable en 2030 ?.....</b>	<b>11</b>
<b>3 L'hydrogène : caractéristiques, filière amont (production, stockage) et aval (distribution, usages), et évaluation des enjeux.....</b>	<b>12</b>
3.1 Les principales caractéristiques de l'hydrogène.....	12
3.2 Externalités positives.....	13
3.3 Principaux modes de production d'hydrogène.....	14
3.3.1 Vaporeformage.....	14
3.3.2 Électrolyse.....	16
3.3.3 Récupération d'hydrogène fatal.....	20
3.3.4 Autres procédés.....	21
3.4 Stockage / Distribution.....	21
3.4.1 Logique amont : le stockage de l'énergie primaire et de l'électricité.....	22
3.4.2 Le stockage proprement dit d'hydrogène (tous usages): les différents modes de stockage... ..	25
3.4.3 Logique aval du processus : distribution et stockage(s) pour répondre à l'utilisation finale de l'hydrogène énergie :.....	26
3.5 Usages de l'hydrogène.....	32
3.5.1 Généralités.....	32
3.5.2 L'hydrogène dans l'industrie.....	32
3.5.3 Les usages liés à la mobilité.....	33
3.5.4 Les usages de l'hydrogène dans le secteur énergétique (P2P, P2G, cogénération).....	38
3.5.5 Une approche holistique de combinaison des usages.....	43
3.6 Sécurité, réglementation.....	43
3.6.1 Sécurité 44	
3.6.2 Réglementation.....	46
3.7 Panorama international.....	48
3.7.1 Contexte et stratégie.....	48
3.7.2 Réglementation.....	49
3.7.3 Propriété intellectuelle.....	50
3.7.4 Installations stationnaires.....	50
3.7.5 Stockage.....	51

## 3.7.6 Mobilité 51

<b>4</b>	<b>Qualification de l'approche économique.....</b>	<b>52</b>
4.1	Des études divergentes quant à leurs résultats.....	52
4.2	Des hypothèses différentes sur des paramètres clés.....	52
4.3	Le cas de modèles dissemblables.....	53
4.3.1	L'importance du choix des indicateurs.....	53
4.3.2	Des externalités peu prises en compte.....	54
4.4	Pour des calculs économiques plus robustes et moins contrastés.....	55
<b>5</b>	<b>Orientations stratégiques et recommandations.....</b>	<b>56</b>
5.1	Cadrage stratégique et évaluation des différents enjeux.....	56
5.2	Créer un cadre d'évaluation adapté.....	57
5.2.1	Rendre plus robustes les évaluations économiques pour engager le biseau : évaluer les enjeux économiques avec une prise en compte des enjeux environnementaux et sanitaires.....	57
5.2.2	Tirer le meilleur parti de l'exemple des autres pays :.....	59
5.3	Production d'hydrogène : promouvoir (via l'électrolyse) la production décarbonée d'H <sub>2</sub> .....	60
5.4	Contribution de l'hydrogène à la régulation du système énergétique : transversalité entre énergies primaires.....	60
5.5	Usages : ménager une montée en compétence équilibrée en favorisant une transversalité entre usages mobiles et stationnaires.....	63
5.5.1	Promouvoir les niches industrielles matures dans une logique de réseau.....	63
5.5.2	Initier une « économie de l'hydrogène » à l'échelle d'une grande agglomération.....	66
5.6	Une R&D ciblée sur les verrous technologiques et animée par les acteurs publics et privés. .	68
5.7	Mobiliser tous les leviers pour créer un environnement propice au succès de la politique relative à la filière hydrogène énergie.....	70
5.7.1	Disposer d'un environnement réglementaire et normatif adapté et réactif :.....	70
5.7.2	Soutien public en matière financière et fiscale.....	71
5.7.3	Utiliser des méthodologies robustes pour évaluer la performance en GES des projets soutenus : les méthodologies onusiennes des projets domestiques.....	72
5.7.4	Suivi : une feuille de route d'ici à 2025 publique et détaillée et une gouvernance en charge de son respect strict.....	72
5.7.5	Créer les conditions d'une bonne acceptation sociale.....	73
5.7.6	Rechercher les termes d'un partenariat avec l'Allemagne ménageant les meilleures synergies	
	75	
	<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>77</b>
	<b>ANNEXES.....</b>	<b>78</b>

## SYNTHÈSE

- 1 Dans le contexte du réchauffement global de la terre et du développement des énergies renouvelables intermittentes, notamment électriques, le vecteur hydrogène énergie peut être envisagé à la fois comme une ressource alternative à la batterie classique pour stocker de l'énergie et produire de l'électricité et comme un instrument de régulation entre énergies au service de la transition énergétique où cohabiteront durablement des productions centralisées d'énergie et des productions locales intermittentes décarbonées. La montée en puissance des énergies intermittentes dans les mix électriques français et européen, la variabilité des prix de l'électricité et la flexibilité offerte par le recours à l'hydrogène donneront très probablement une place économiquement viable à la production d'hydrogène par électrolyse. Outre l'augmentation prévisible et souhaitable du prix de la tonne de CO<sub>2</sub>, le renforcement de la lutte contre le bruit et la pollution de l'air en zone urbaine peut constituer un atout pour la mobilité hydrogène, qui permet en outre une autonomie accrue et une recharge rapide.
- 2 Longtemps perçue comme une technologie "d'après demain", la filière hydrogène énergie connaît une accélération des innovations et progrès qui peut bousculer notablement l'agenda des technologies en place ou en plein développement. Plusieurs marchés de niche sont apparus récemment, par exemple la logistique et l'approvisionnement de flottes captives.
- 3 Sur le plan international, les chefs de file sont le Japon (tant en mobilité qu'en cogénération résidentielle) et les États-Unis, notamment la Californie, l'Allemagne et la Corée du sud, puis la France, les autres États apparaissant moins engagés. Depuis une vingtaine d'années, le Japon développe en parallèle toutes les pistes, voyant dans l'hydrogène une source d'indépendance énergétique et de croissance à l'export (comme la Corée) plus que de décarbonation en soi de son économie, au moins à court terme. Il est aujourd'hui leader en matière de véhicules et cogénération résidentielle. L'Allemagne, outre une forte culture en matière de mobilité, considère l'hydrogène comme un moyen de stockage de l'électricité « excédentaire » issue du développement des énergies renouvelables intermittentes. Le marché de la mobilité est mondial et hautement concurrentiel : les leaders mondiaux réalisent progressivement les infrastructures afin d'amorcer le développement des véhicules.
- 4 Même si le développement de la filière hydrogène reste aujourd'hui un pari sur l'avenir, en raison de fortes incertitudes sur les coûts et bénéfices, y compris non monétaires, les enjeux pour l'industrie française sont très importants. Le marché mondial qui apparaît le plus prometteur est celui de la mobilité, notamment automobile. L'horizon 2025-2030 pourrait ainsi voir cohabiter, après des décennies de véhicules à moteur à combustion interne, un "continuum" de technologies depuis le véhicule conventionnel jusqu'au tout hydrogène : véhicule à moteur à combustion interne, véhicule hybride, véhicule tout électrique à batterie, véhicule électrique sur batterie avec petite pile à combustible à hydrogène prolongatrice d'autonomie, véhicule électrique tout hydrogène (VE H2). Le véhicule grand public semble un marché à moyen terme, avec un positionnement actuel haut de gamme (premium), mais avec des véhicules déjà commercialisés. Le seul marché français des électrolyseurs, des piles à combustible et des réservoirs pour véhicules électriques à hydrogène pourrait être de l'ordre du milliard d'euros, à l'horizon 2030. D'autres applications apparaissent par ailleurs : le stockage de l'hydrogène permet, notamment en milieu insulaire ou sur site isolé, une régulation de l'intermittence et une optimisation entre production et consommation d'électricité. L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier peut permettre un couplage entre différents vecteurs d'énergie, assurant ainsi une souplesse de gestion supplémentaire. Cette montée en puissance

de l'hydrogène n'a pleinement de sens que dans le cadre d'une production décarbonée par électrolyse remplaçant la production actuelle à partir d'hydrocarbures. Au total ce sont des dizaines de milliers d'emplois industriels directs qui sont ainsi en jeu, sans parler de l'image des constructeurs de véhicules : innovants ou en retard.

- 5 La France, qui n'a pas aujourd'hui de problème d'intermittence mais dont la balance commerciale est très déficitaire, doit rester dans la course sur une filière technologique potentiellement très porteuse à terme et pour laquelle existent déjà des marchés précoces. La France possède des compétences en matière de production de gaz, d'électrolyse, de pile à combustible (pour l'instant de petite taille comme prolongateur d'autonomie, avec des évolutions prévues vers des tailles permettant une motorisation complète), de stockage (réservoirs de gaz ou stockage solide par absorption), voire d'intégration des systèmes. Un travail d'industrialisation est requis à des fins de fiabilisation, d'augmentation de la durée de vie et de réduction des coûts. Il existe apparemment les éléments d'une filière complète, allant de petites entreprises à des grands groupes, et appuyée par des organismes de recherche puissants. Mais la logique de réseau reste insuffisante et les réalisations sur le terrain national sont en deçà du potentiel. Les entreprises françaises trouvent des marchés surtout à l'étranger. Les infrastructures sont actuellement développées de manière modeste.
- 6 La mission recommande donc d'encadrer et d'accompagner cette montée en puissance en exprimant un soutien politique et en aidant à la structuration de la filière avec notamment l'établissement d'une feuille de route précise suivie régulièrement et une gouvernance adaptée. La mission recommande d'identifier et de soutenir les technologies de rupture à plus ou moins court terme (stockage par hydrures; électrolyse haute température) et de réduire les coûts, optimiser les processus de fabrication, fiabiliser et sécuriser les technologies les plus mûres techniquement et économiquement (électrolyse alcaline et à membrane polymère, réservoirs haute pression, pile à combustible à membrane échangeuse de protons, pile à combustible de prolongateur d'autonomie ...); le 3<sup>e</sup> programme des investissements d'avenir (PIA3) devra être mobilisé. Il importera de veiller à assurer en permanence la cohérence des projets et leurs synergies, et de promouvoir les regroupements d'entreprises afin de permettre à la France d'exister sur les créneaux précités. En matière d'usages, il convient de susciter des innovations tant en stationnaire (par exemple équipements aéroportuaires; alimentation en site isolé ou de secours), que nomade (alimentation de portables) ou mobile (vélos, bus urbains, véhicules utilitaires de flottes). Des démonstrateurs devront rapidement accompagner les technologies françaises les plus mûres afin de fiabiliser et rentabiliser la filière, de servir de vecteur de communication et de base à des développements à l'échelle de territoires (agglomérations ou régions), dans une logique de réseaux de collaboration renforcée aux échelles infranationale, puis transfrontalière et/ou européenne. La sécurisation des acteurs requiert enfin un accompagnement et une réduction des obstacles administratifs et réglementaires, une rapide mise en place de réglementations permettant d'alimenter une économie de l'hydrogène en zone agglomérée, l'introduction d'incitations fiscales, et une action en matière de normalisation.

\*

\* \*

## TABLE DES RECOMMANDATIONS

- Recommandation n° 1.** Veiller dans les calculs économiques à quantifier les bénéfices environnementaux liés au recours à l'hydrogène : réduction des émissions de gaz à effet de serre, qualité de l'air (particules, composés organiques volatils...), réduction du bruit. Susciter des travaux académiques en ce sens permettant une évaluation rigoureuse. Faire le bilan technico-économique et environnemental des expérimentations et démonstrations lancées afin d'orienter la suite à donner en termes de déploiement ou d'expérimentations nouvelles. 57
- Recommandation n° 2.** En cohérence avec la loi portant nouvelle organisation territoriale et la loi de transition énergétique pour la croissance verte (article 183), lancer, en se centrant sur les technologies françaises disponibles, un appel à projets (appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME financé par le programme des investissements d'avenir) pour expérimenter à l'échelle régionale (selon la loi pertinente en matière d'efficacité énergétique) la contribution du vecteur hydrogène énergie au lissage par stockage des surplus de production, via le Power to Gas ou Power to Power. 62
- Recommandation n° 3.** Susciter des innovations d'entreprises françaises ou basées en France sur tous types d'applications de niches opérationnelles, tant stationnaires (alimentation de sites isolés, d'antennes relais, alimentation de secours) que nomades (alimentation portable de téléphones, ordinateurs et autres objets nomades), via des appels à projets (par exemple fonds unique interministériel, pour un montant annuel de quelques M€). Favoriser la diffusion des bonnes pratiques et de l'offre française ainsi démontrée. 64
- Recommandation n° 4.** Subventionner (État, collectivités,..) le moment venu (dès qu'une offre française de véhicules à hydrogène apparaîtra) dans le cadre de la mobilité électrique, la mise en place de stations de recharge d'H<sub>2</sub> accessibles au public (si possible à partir d'une offre technologique nationale de stations et installations d'approvisionnement), l'exploitation restant à la charge du maître d'ouvrage. Ces stations devront si possible initier un itinéraire interurbain. Les taux accordés seront plus favorables pour les bornes à 700 bar que pour les bornes à 350 bar. 65
- Recommandation n° 5.** Inciter les porteurs de projets de démonstrateurs à acquérir une expérience sur le fonctionnement, dans la durée, des équipements (notamment la résistance au vieillissement), afin de préparer le déploiement et que le tissu industriel français bénéficie du retour d'expérience et dispose de références fortes sur les marchés internationaux à venir. 65
- Recommandation n° 6.** Expérimenter l'utilisation de l'hydrogène énergie au sein d'une grande infrastructure aéroportuaire, pour l'ensemble des engins de transport et de logistique (unités de puissance auxiliaires, etc.) opérant sur le site, en s'appuyant sur des équipements français dans la mesure du possible. 66
- Recommandation n° 7.** Lancer un appel à projets (appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME, financé par le programme des investissements d'avenir) pour développer, à l'échelle d'une grande agglomération, une économie de l'hydrogène satisfaisant différentes utilisations

(mobilité, stockage, logistique et niches industrielles, cogénération...) préférentiellement en faisant appel à des solutions françaises. L'ordre de grandeur du coût global d'un tel projet, nécessairement cofinancé, serait d'une dizaine de M€. Des synergies avec le déploiement de stations (recommandation 4) pourront être recherchées. 67

**Recommandation n° 8.** Suite à un appel à candidatures, désigner un pôle de compétitivité comme chef de file du thème « hydrogène-énergie ». 68

**Recommandation n° 9.** Mettre à jour (DGE, DGEC, DGRI) régulièrement une feuille de route technologique sur l'hydrogène-énergie, en s'appuyant notamment sur l'ADEME, l'ANR, ANCRE, les acteurs privés et publics, et les collectivités territoriales intéressées, et l'articuler avec le plan d'action « Nouvelle France Industrielle » et les appels à projets publics. Cette feuille de route comprendra un tableau de bord sur l'effort financier public et privé en matière de R&D. Elle devra également favoriser l'émergence d'acteurs industriels à valeur ajoutée basée en France sur les créneaux principaux (électrolyseurs, PAC, réservoirs...). 70

**Recommandation n° 10.** Soutenir via le PIA3 d'une part les technologies de rupture (stockage par hydrures, électrolyse haute température...), et d'autre part, la réduction des coûts, l'optimisation des processus industriels, la fiabilisation et la sécurisation des briques technologiques françaises les plus mûres (électrolyse alcaline et à membrane polymère, pile à combustible à membrane échangeuse de protons, réservoirs haute pression...). 70

**Recommandation n° 11.** Participer à la structuration de la R&D européenne, avec notamment pour objectif une implication plus forte des acteurs français (et surtout des PME) au « Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking 2 » d'Horizon 2020. 70

**Recommandation n° 12.** Adapter les réglementations ICPE afin de donner un cadre sûr et stable aux administrations chargées des autorisations et des contrôles des installations de production et de stockage d'hydrogène vecteur d'énergie 71

**Recommandation n° 13.** Conforter la présence française, *via* les industriels et l'INERIS notamment, dans les travaux de normalisation européenne. 71

**Recommandation n° 14.** Activer, sous l'égide de la DGPR, le groupe de travail GTH2E sur les stations d'alimentation privées ou publiques et rendre prioritaire la finalisation de l'arrêté fixant les prescriptions applicables. 71

**Recommandation n° 15.** Constituer un petit groupe (quatre ou cinq personnes de la DGPR et des DREAL) de « référents hydrogène » en appui de l'ensemble des DREAL. 71

**Recommandation n° 16.** Dans le domaine du stationnaire, exonérer de tarif d'usage des réseaux publics d'électricité (TURPE) les installations permettant le stockage d'électricité par le biais du vecteur hydrogène, afin d'éviter un double paiement de l'accès au réseau, et exonérer de charge de service public de l'électricité (CSPE) l'électricité utilisée pour l'électrolyse, afin de favoriser le recours à l'électrolyse et au stockage longue durée. 71

**Recommandation n° 17.** La mission recommande d'élaborer des méthodologies visant à quantifier les émissions de GES évitées par des projets « hydrogène » consacrés aux niches industrielles matures, dans la logique de la démarche des « projets domestiques » au sens du protocole de Kyoto. 72



**Recommandation n° 18.** Encourager, y compris en la cofinçant, la structuration du paysage industriel français de la filière H<sub>2</sub> énergie autour de quelques grands acteurs dans le cadre de la « solution industrielle » mobilité écologique du Plan Macron. 73

**Recommandation n° 19.** Demander à l'ADEME de publier périodiquement un baromètre de l'opinion publique vis-à-vis de la filière hydrogène à l'instar de ce qui est fait en matière de rénovation énergétique des bâtiments. 75

**Recommandation n° 20.** Promouvoir des vitrines (bruit, confort, santé, conduite apaisée, autonomie, commentaires des conducteurs..) des véhicules de transport en agglomération (taxis, bus, Podcars,...) si possible conçus et fabriqués en France . 75

## 1 INTRODUCTION

Par lettre de mission<sup>1</sup> du 12 février 2015, le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie ont demandé au vice-président du conseil général de l'économie et au vice-président du conseil général de l'environnement et du développement durable de diligenter une mission sur la filière hydrogène-énergie.

La lettre de mission souhaitait notamment :

- 7 que soient évalués les enjeux économiques, techniques, environnementaux, industriels et de sécurité de la filière hydrogène-énergie ;
- 8 que soient proposées des mesures concrètes, propres à lever les freins au développement de cette filière industrielle et à favoriser le développement des technologies les plus mûres économiquement et la mise en œuvre de projets de démonstration.

La mission a été confiée à Jean Cueugnet et Benoît Legait, ingénieurs généraux des mines, et à Jean-Louis Durville, Jean-Claude Gazeau et Jean-Michel Nataf, ingénieurs généraux des ponts, des eaux et des forêts.

Pour réaliser cette mission, de très nombreuses auditions ont été organisées<sup>2</sup>. Elles ont permis d'entendre les points de vue de grands industriels, dont les constructeurs automobiles, des PME impliquées dans la filière, des chercheurs, des organismes publics comme le CEA et l'INERIS. La mission a également parcouru de nombreux rapports sur le sujet. Elle a en outre rencontré les directions générales concernées de l'administration centrale.

La mission a examiné des modèles économiques de développement de certaines filières, avec différents scénarios modulant les prix des hydrocarbures, de l'électricité, de la tonne de CO<sub>2</sub>...

La première partie du rapport présente l'évolution probable du paysage énergétique dans les prochaines années et rappelle les principales caractéristiques de l'hydrogène et de la filière énergie (production, stockage, distribution). Les différents usages et les questions de sécurité et d'acceptabilité sont ensuite abordés, ainsi que la situation dans certains pays étrangers.

Un chapitre traite des incertitudes qui affectent les prévisions économiques.

Enfin, des propositions d'orientations stratégiques et de mesures concrètes sont formulées.

---

<sup>1</sup> Voir annexe 1

<sup>2</sup> Voir annexe 2

## 2 QUEL PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE PROBABLE EN 2030 ?

Le lecteur se reportera à l'annexe 4 qui détaille le contexte international et français sur l'énergie. On se contentera ici de rappeler les grandes lignes des engagements européens, et en France de la loi sur la transition énergétique pour une croissance verte.

Le paquet climat-énergie de l'Union européenne (UE) adopté en décembre 2008 prévoit pour 2020 un mix énergétique de 20 % de renouvelables, une réduction de 20 % des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 1990 et une augmentation de l'efficacité énergétique de 20 % par rapport à 2008.

En octobre 2014, de nouveaux objectifs ont été fixés pour 2030 :

- 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport à 1990,
- 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique,
- 27 % d'économies d'énergie.

Toutefois, le seul objectif contraignant est la réduction de 40 % des GES, mais celle-ci n'est pas déclinée au niveau des États qui restent maîtres de leur politique énergétique.

En France, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV) définitivement votée le mercredi 22 juillet 2015 inscrit dans le code de l'énergie un objectif de réduction de la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 par rapport à 2012 (et de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 %), et fixe la part des énergies renouvelables (EnR) à 32 % de la consommation finale brute d'énergie<sup>3</sup>, alors que les objectifs européens sont de 27 %. Les EnR devront représenter 40 % de la production d'électricité. La loi fixe pour objectif « de réduire, à terme, la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en accompagnement de la montée en puissance des énergies renouvelables et sous réserve de préserver l'indépendance énergétique de la France, de maintenir un prix de l'électricité compétitif et de ne pas conduire à une hausse des émissions de gaz à effet de serre ». La loi prévoit aussi de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030, ce qui correspond au plafond européen.

En conclusion, le mix énergétique prévu pour 2030 en France (loi TECV) ne parait pas justifier de besoin de stockage massif nouveau en plus des STEP. Pour mémoire, la France disposant de 10 à 12 % d'énergie hydroélectrique, et de 2 à 3 % d'EnR thermiques, ceci signifie environ 25 % d'énergies renouvelables intermittentes.

**Par contre**, de tels déséquilibres offre-demande se posent et se poseront plus naturellement à des échelles territoriales moindres (échelle régionale) où la part d'EnR est susceptible d'être beaucoup plus importante. La suite du rapport développera la contribution qu'est susceptible d'apporter le vecteur hydrogène.

<sup>3</sup> La politique est plus volontariste sur les départements d'outre-mer avec 50% d'énergies renouvelables dès 2020.

### 3 L'HYDROGÈNE : CARACTÉRISTIQUES, FILIÈRE AMONT (PRODUCTION, STOCKAGE) ET AVAL (DISTRIBUTION, USAGES), ET ÉVALUATION DES ENJEUX

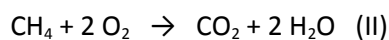
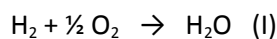
#### 3.1 Les principales caractéristiques de l'hydrogène

Composé d'un proton et d'un électron, l'hydrogène est l'élément le plus abondant sur terre, mais ce n'est pas une énergie primaire<sup>4</sup> même s'il existe quelques rares émanations naturelles. Conformément à la lettre de mission, l'hydrogène sera donc traité uniquement en tant que vecteur d'énergie.

Dans ce rapport sont comparées les principales caractéristiques physico-chimiques du dihydrogène et du méthane<sup>5</sup>.

L'hydrogène a, à pression atmosphérique, une température d'ébullition beaucoup plus basse que celle du méthane (- 252,8 °C, contre - 161,5 °C), ce qui réduit l'intérêt d'un stockage de l'hydrogène cryogénique même si cela est pratiqué dans le spatial sur des durées courtes. Sa masse volumique est bien plus faible que celle du méthane (0,09 g/l, contre 0,71 g/l à 0°C) et que celle de l'air (1,2 g/l), ce qui explique que le dihydrogène n'est présent dans l'atmosphère terrestre que sous forme de trace.

Les chaleurs de combustion à 25°C, sous pression de 1 bar, des deux réactions ci-dessous, donnant de l'eau liquide et du CO<sub>2</sub> gazeux (PCS), sont comparées dans le tableau :



Chaleur de combustion	Hydrogène (I)	Méthane (II)
Combustible gazeux		
kJoule/mole	242,0	802,9
kJoule /g <sup>6</sup>	120,0	50,0
Joule /cm <sup>3</sup>	12,0	32,6
Combustible liquide		
kJoule /mole	272,2	876,5
kJoule /g	137,5	546,7
kJoule /cm <sup>3</sup>	9,76	22,7

Tableau 1. Chaleur de combustion de l'hydrogène et du méthane

La très forte énergie de réaction par unité de masse explique pourquoi l'hydrogène est utilisé comme carburant dans les fusées. L'hydrogène n'est pas, en revanche, un bon combustible par unité de volume en raison de sa faible densité (facteur 8 par rapport au méthane, voir ci-dessus).

<sup>4</sup> Cependant des émanations naturelles ont été identifiées notamment au fond des mers, le long des dorsales médio-océaniques, et plus généralement sur les massifs des roches réduites issues du manteau terrestre, les péridotites.

<sup>5</sup> Voir par exemple l'Exposé sur l'hydrogène, par Jean-Claude Balaceanu, devant l'Académie des sciences (séance du lundi 22 avril 1976) ou [https://fr.wikipedia.org/wiki/Pouvoir\\_calorifique](https://fr.wikipedia.org/wiki/Pouvoir_calorifique)

<sup>6</sup> Il s'agit ici du « pouvoir calorifique inférieur » (PCI), sans récupération de la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite par combustion. Avec récupération, on parle de « pouvoir calorifique supérieur », à 140 kJ/g.

Le dihydrogène est une molécule de très petite dimension ( $37 \times 10^{-12}$  mètres de « rayon »), comparée à celle du méthane ( $108,7 \times 10^{-12}$  mètres de « rayon »), ce qui favorise sa diffusion à travers les enceintes de stockage, que celles-ci soient souterraines ou en surface.

A l'inverse, cette grande capacité de diffusion associée à des propriétés d'absorption exceptionnelles rendent tout à fait pertinentes des recherches sur le stockage solide de l'hydrogène, sous forme d'hydrures, ou sur des structures de carbone (par exemple, les nanotubes de carbone).

La faible viscosité dynamique de l'hydrogène gazeux ( $9 \mu\text{Pa}\cdot\text{s}$  à  $20^\circ\text{C}$  et 1 bar contre  $10,9 \mu\text{Pa}\cdot\text{s}$  pour le méthane, et  $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  pour l'eau) favorise l'écoulement du gaz lorsque celui-ci est lent, dans des conduites de très petit diamètre, dans des situations de fuites par exemple. Dans le cas du transport en gazoduc, la viscosité n'a plus d'effet significatif, mais le faible pouvoir calorifique par unité de volume pénalise l'hydrogène par rapport au méthane.

### 3.2 Externalités positives

Si l'on parvient à maîtriser technologiquement et économiquement ses conditions de stockage et de distribution, l'hydrogène vecteur énergétique peut contribuer substantiellement à la transition énergétique des prochaines décennies. Ceci suppose néanmoins de le considérer comme vecteur énergétique complémentaire des vecteurs existants et dès lors élément constitutif du panorama énergétique national.

D'un point de vue économique, ceci suppose également une valorisation suffisante des paramètres environnementaux traduisant effectivement le changement de paradigme : prix tangible de la tonne de carbone (appelé de leurs vœux par 350 industriels et le président de la République lors du récent Business Climate Summit à Paris), autres bénéfices environnementaux et sociétaux (bruit, qualité de l'air, ...). Ainsi l'hydrogène énergie peut aider la France à atteindre ses objectifs de réduction de  $\text{CO}_2$ .

<b>Qualité de vie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Economie de 500M€ de coûts sociétaux sur la période 2015-2030<sub>2</sub> Le coût sociétal en émissions <math>\text{CO}_2</math>, bruits et polluants d'un véhicule thermique est de 510€ par an, à comparer au 160€ d'un véhicule hydrogène<sub>1</sub></li> </ul>
<b><math>\text{CO}_2</math></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>D'ici 2030, une économie de 1,2Mt de <math>\text{CO}_2</math> Soit l'équivalent de 780 000 véhicules diesel</li> </ul>
<b>Sécurité Énergétique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3 TWh<sub>e</sub> produit localement d'ici 2030 Avec un mix de production basé principalement sur l'électrolyse</li> <li>Création de 700M€ de valeur par le marché des véhicules hydrogènes</li> </ul>
<b>Transition Énergétique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La production d'hydrogène permet une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique et les transports et une optimisation du réseau électrique</li> <li>L'hydrogène peut aussi être injecté dans les réseaux de gaz naturel ou combiné au <math>\text{CO}_2</math> pour produire du méthane de synthèse</li> </ul>

1. Source CGDD, étude de 2011 sur le coût total de possession d'un véhicule

2. Avec un taux d'actualisation de 4%, 850M€ sinon

**Tableau 2. Externalités positives de l'hydrogène**

Source AFHYPAC (la mission n'a pas expertisé les chiffres indiqués)

C'est à ces conditions que l'hydrogène pourrait, par développement dans les bonnes niches applicatives, gagner en expérience, maîtriser les problèmes technologiques et de taille critique et amorcer sa courbe d'apprentissage, moment à partir duquel les calculs de rentabilité économique commenceront à avoir sens.

### 3.3 Principaux modes de production d'hydrogène

Il n'y a pas de mine d'hydrogène : celui-ci doit être fabriqué. Il faut pour cela une matière première et une source d'énergie : la fabrication d'hydrogène commence toujours par une consommation d'énergie.

Deux voies traditionnelles de production existent : une très large production à partir d'hydrocarbures (houille, pétrole ou gaz naturel, voire biogaz) et d'eau, l'énergie étant fournie par les hydrocarbures, et l'électrolyse de l'eau, l'énergie étant fournie sous forme d'électricité.

Dans le monde, la production (et consommation) d'hydrogène est aujourd'hui de 55 Mt par an dont 95 % à partir de sources fossiles (moitié gaz naturel) et 5 % par électrolyse de l'eau. Le leader est l'américain Air Product, suivi de Air Liquide et Linde.

En France, la quantité totale d'hydrogène produit et consommé est de 0,92 Mt, selon la répartition suivante<sup>7</sup> :

Matière première	Procédé	Tonnage	Pourcentage
Gaz naturel	Vaporeformage	379 000 t	41 %
Pétrole	Coproduit	365 000 t	39,5 %
Coke	Coproduit	127 000 t	13,7 %
Saumure	Coproduit de la production de chlore par électrolyse	51 000 t	5,5 %
Eau	Electrolyse	180 t	0,02 %

**Tableau 3. Matières premières utilisées pour la production d'hydrogène en France – Source, IFPEN**

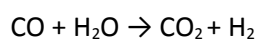
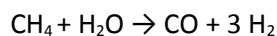
La tendance de production est à la hausse.

#### 3.3.1 Vaporeformage

##### 3.3.1.1 Généralités

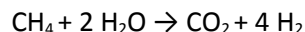
Le vaporeformage (en anglais : Steam Methane Reforming ou SMR) est la méthode de production la plus utilisée.

Si l'on part de méthane, celui-ci réagit à haute température (700-1100 °C) avec de l'eau en présence d'un catalyseur à base de nickel pour donner de l'hydrogène et du monoxyde de carbone (réaction consommant de l'énergie, 206 kJ/mole de méthane) qui lui-même au contact de l'eau produit du dioxyde de carbone et à nouveau de l'hydrogène (réaction exothermique dégageant 41 kJ/mole).



<sup>7</sup> Source: IFPEN

Le bilan de ces deux réactions est donc, dans le cas du méthane :



Ainsi, avec cette réaction, pour un kilogramme d'hydrogène produit, 5,5 kg de dioxyde de carbone sont en principe émis. En pratique, compte tenu du rendement thermodynamique de la réaction, ce sont de 7 à 10 kg de dioxyde de carbone qui sont émis par kilogramme d'hydrogène produit.

La réaction inverse, où l'hydrogène réagit avec du monoxyde ou du dioxyde de carbone pour produire du méthane et de l'eau, s'appelle la méthanation.

Si l'on part de charbon, la distillation de la houille (qui contient du carbone mais aussi des hydrocarbures adsorbés) produit un mélange d'hydrogène, de méthane (qui lui-même peut être converti par la réaction supra), de monoxyde de carbone (idem) et autres : c'est-à-dire l'ancien « gaz de ville », et évidemment du coke.

### 3.3.1.2 Coût

Typiquement le coût de production d'hydrogène par vaporeformage varie entre 1,5 et 2,5 €/kg selon les sources :

Coût de production (€/kg H <sub>2</sub> )	1,5-2 €	2 €/kg	1,5-2,5 €/kg	1,5 €/kg	1,5 €/kg	Respectivement 0,7 \$/kg aux USA, 2,1 \$/kg en Europe et 3,2 \$/kg au Japon (soit 0,5 €/kg, 1,6 €/kg et 2,4 €/kg)
Source	Air Liquide	IFPEN, GDF Suez	France Stratégie <sup>8</sup>	McPhy	CEA	AIE <sup>9</sup>
Remarques	50 % Capex		2014	puis 5 €/kg après purification compression, transport 300 km plus loin		Rapport 2014

**Tableau 4. Estimations du prix de production de l'hydrogène par vaporeformage**

Le prix de livraison est significativement supérieur, pouvant atteindre 10 €/kg ou plus<sup>10</sup>.

Si l'on prend en compte un prix de la tonne de dioxyde de carbone, ces coûts doivent être augmentés du prix des 10 kg de CO<sub>2</sub> produits, soit 0,12 € au prix actuel de la tonne de dioxyde de carbone (12,5 €) et 1 € si la tonne de CO<sub>2</sub> est à 100 €.

### 3.3.1.3 Émissions directes de CO<sub>2</sub>

Le vaporeformage est peu coûteux mais émet en pratique du CO<sub>2</sub> à raison d'environ 10 kg par kilogramme de H<sub>2</sub> produit<sup>11</sup>. Séquestrer ce CO<sub>2</sub> induit des coûts additionnels et suppose de disposer,

<sup>8</sup> <http://www.strategie.gouv.fr/publications/y-t-une-place-lhydrogene-transition-energetique>

<sup>9</sup> Technology Roadmap Technical Annex  
Hydrogen and Fuel Cells, Alexander Koerner, AIE, janvier 2014

<sup>10</sup> Les chiffres cités lors des entretiens vont de 8 € (minimum) à 15 € pour de l'hydrogène très pur, voire 100 ou 300€ dans certains cas. D'autres sources (par exemple « A cost benefit analysis of fuel cell electric vehicles », janvier 2015, de Creti et al, pour Ecole polytechnique et Air Liquide, donne une fourchette de 7 à 12 € selon le mode de production (vaporeformage à 3 €/kg ou électrolyse à 8€/kg) avec un surcoût de livraison de 4 €/kg.

<sup>11</sup> C'est à dire plus que les 44/8=5,5 kg de CO<sub>2</sub> que l'on pourrait attendre de la simple application de la formule chimique pour le vaporeformage du méthane

à proximité du lieu de production, de sites géologiques adaptés. Si l'on prend en compte le coût du carbone produit pour la production d'hydrogène, alors il faudrait, dans la situation actuelle, additionner au coût du kilogramme de H<sub>2</sub> le coût des 10 kg de CO<sub>2</sub> émis pour sa production par vaporeformage de méthane (par exemple).

Pour ce qui est de la valeur actuelle et future du CO<sub>2</sub> on se reportera au paragraphe 4.3.

### 3.3.2 Électrolyse

#### 3.3.2.1 Généralités

L'électrolyse est le procédé de décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène par passage d'un courant électrique entre deux électrodes immergées dans un électrolyte aqueux. L'hydrogène produit est plus pur que celui produit par vaporeformage facilitant son usage dans les piles à combustible (PAC). L'énergie requise est typiquement de l'ordre de 50 kWh électrique par kilogramme d'hydrogène produit (cas d'un rendement de 66 %).

Depuis plus de 100 ans la technologie alcaline domine le marché de l'électrolyse, sans concurrence jusqu'à 2008, avec un marché de niche très concentré entre quelques acteurs mondiaux (Teledyne, Hydrogenics notamment) et de volume limité.

La technologie à membrane polymère échangeuse d'ions (en anglais Proton Exchange Membrane, ou PEM) est apparue aux alentours de 2008. Le marché mondial des électrolyseurs est aujourd'hui de 250 M€ avec des projections à 1 Md€ en 2020 (source : McPhy). Les acteurs sont en majorité des PME.

Une autre technologie naissante est celle des électrolyseurs dits « à oxyde solide » (en anglais Solid Oxide Electrolyser Cell ou SOEC ; l'oxyde solide est une céramique faisant office d'électrolyte, par exemple du dioxyde de zirconium dopé à l'oxyde d'yttrium). Ces électrolyseurs fonctionnent à haute température (typiquement 500-800°C même si des recherches sont en cours pour abaisser cette température), la chaleur « remplaçant » une partie de l'électricité requise pour que la réaction d'électrolyse (qui demande de plus en plus d'énergie quand la température augmente) se fasse.

##### 3.3.2.1.1 Électrolyse alcaline

Une solution alcaline à base de potasse est utilisée. Cette technique est robuste, mature et éprouvée. Les avis sur le potentiel d'amélioration sont divers, certains voyant le Capex être divisé par deux, trois ou cinq (effet de taille, grandes séries), d'autres pensant que l'optimum est atteint.

Les systèmes sont lourds ce qui limite la montée en puissance. La densité de courant est faible et le système réagit mal à l'intermittence en raison d'une capacité restreinte de modulation en puissance, même si des recherches sont en cours pour améliorer ce point. La corrosion due à l'électrolyte induit des frais d'entretien.

##### 3.3.2.1.2 Électrolyse PEM

L'électrolyte est une membrane à échange d'ions de type Nafion®, polymère développé dans les années 50. La membrane est recouverte de part et d'autre d'une couche conductrice formant électrodes et contenant du platine, facteur de coût.

Les électrolyseurs PEM sont plus compacts que les systèmes alcalins (densité de puissance supérieure, système moins encombrant), sont plus réactifs (augmentation de puissance de 10 % par seconde), avec de moindres coûts de maintenance, et réagissent mieux à l'intermittence. Ils fournissent aussi un hydrogène déjà sous pression d'au moins 35 bar, ce qui limite les frais de compression ultérieurs. Cependant la membrane est fragile voire instable, avec une durée de vie de 20 000 heures contre 80 000 pour les électrolyseurs alcalins, et le coût est actuellement encore élevé.

##### 3.3.2.1.3 Électrolyse SOEC haute température

Le procédé fonctionne à 600-700 °C et est développé notamment au CEA. Des essais en cours visent à abaisser la température à 120-150 °C. La haute température consomme de l'énergie mais améliore



la mobilité des porteurs de charge et la cinétique, abaisse les résistances, améliore la densité de courant et le rendement. Ce système présente l'intérêt d'être réversible et de pouvoir fonctionner soit comme électrolyseur, soit comme pile à combustible à oxyde solide (SOFC). Il est ainsi possible de fonctionner en mode électrolyseur lorsque le prix de l'électricité est bas, et en mode pile à combustible produisant de l'électricité lors des pics de demande électrique.

Ce procédé est encore en phase de recherche.

### 3.3.2.2 Coût

Cette section présente des données de coût de production de l'hydrogène par électrolyse, obtenues par entretien, lecture ou calcul, ainsi que des calculs simples de coût et des analyses statistiques de sensibilité des coûts calculés aux paramètres alimentant les modèles. Il importe de noter que les valeurs numériques obtenues dépendent fortement des hypothèses et peuvent donner lieu à des optimisations (voir détails en annexe 5).

#### 3.3.2.2.1 Estimations

Le coût de production d'hydrogène par **électrolyse alcaline** est sujet à estimations diverses selon les sources, variant de moins de 1 €/kg à plus de 10 €/kg, selon les hypothèses (nature, coût et taille d'électrolyseur, rendement, prix de l'électricité...).

Coût de production de l'hydrogène (€/kg)	Source	Remarque
1,5-2€	Air Liquide	50 % de capex
de 4 à 8€/kg	IFPEN <sup>12</sup>	8 à 13€/kg à la pompe
de 6 à 10€/kg	GDF-SUEZ <sup>13</sup>	avec dans quelques années des perspectives de 3 à 8€/kg
De 3,7€ ...	France Stratégie	conditions optimistes et fonctionnement en continu
À 6,1-12,2€/kg	France Stratégie	électricité provenant de sources intermittentes
5€/kg	McPhy	perspectives de réduction par augmentation de volume de production
3 à 3,5€/kg	CEA	électrolyse alcaline grande capacité et un MWh électrique à 50€
10€/kg en 2007 et de 8 à 9€/kg (mais à la pompe) d'ici 2020	Thèse de l'université de Grenoble <sup>14</sup>	au mieux un potentiel de division par deux d'ici 2030 <sup>15</sup>
4,4-5,3€/kg -en 2030	Rapport de McKinsey <sup>16</sup> établi en 2010	pour de l'hydrogène décarboné
3,2 à 5,2€/kg	En 2012 selon FCH-JU <sup>17</sup>	à 100 % de capacité
0,75-3,75€/kg	En 2014 selon AIE <sup>18</sup>	85% de facteur de charge, prix d'électricité entre 0 et 49€/Mwh

**Tableau 5. Estimations du coût de production d'hydrogène par électrolyse alcaline**

<sup>12</sup> Analyse (hors taxes): la structure du coût est supérieure à 4€ de toute façon à cause du prix de l'électricité (80 €/MWh) plus le Capex de l'électrolyseur, avec amortissement sur 7 000h. Ensuite on a le stockage, la compression, le transport, cela rajoute de 2 à 3 €. Et pour amortir sur des petits volumes on monte à 13 €, sur des volumes important on descend à 8-9 €

<sup>13</sup> avec un prix minimum atteint en 2012 pour 4 500 heures de fonctionnement, mais 8 700 heures en 2014 pour la première fois

<sup>14</sup> la transition vers une économie de l'hydrogène: infrastructures et changement technique", Nuno Bento, 12 mars 2012

<sup>15</sup> En raison de l'augmentation des coûts de l'électricité, cf Rapport Roads2HyCom de 2009, <http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/121790171EN6.pdf>

<sup>16</sup> [http://ec.europa.eu/research/fch/pdf/a\\_portfolio\\_of\\_power\\_trains\\_for\\_europe\\_a\\_fact\\_based\\_analysis.pdf](http://ec.europa.eu/research/fch/pdf/a_portfolio_of_power_trains_for_europe_a_fact_based_analysis.pdf)

<sup>17</sup> Development of water electrolysis in the european Union, 2014, FCH-JU, <http://www.fch.europa.eu/node/783>

<sup>18</sup> AIE, Hydrogen Roadmap Technology Annex, hydrogen and fuel cells, janvier 2014

Les coûts de production par électrolyse PEM cités vont de 5 €/kg à plus de 10 €/kg. Ces estimations disparates sont sans doute selon la mission le fruit de modèles de calcul similaires mais avec des hypothèses différentes. La section suivante procède au calcul.

### 3.3.2.2 Calcul

Le mode de calcul du coût de production d'un kilogramme d'hydrogène par électrolyse peut se faire de manière classique (hors prise en compte des bénéfices environnementaux, sur le modèle d'un coût de production actualisé de type LCOE (Levelized Cost Of Energy, voir annexe 5 pour les détails). Le coût de production d'un kilogramme d'hydrogène est la somme de trois termes : un terme technico-financier reflétant l'amortissement de l'investissement initial éventuellement subventionné partiellement, un terme de coût variable lié au coût de l'électricité consommée, et un terme de coût fixe incluant tant les frais (entretien) que d'éventuels bénéfices (externalités). Dans ce qui suit, les subventions sont négligées et les externalités signalées lorsqu'elles sont prises en compte.

### 3.3.2.3 Ordres de grandeur

Les paramètres alimentant le modèle précédent sont:

- le Capex  $I_0$  (typiquement de 1000 à 2000 €/kW pour une installation alcaline d'un MW, avec des fourchettes à moyen terme entre 400 et 800 €/kW, de 1300 à 2500 pour une installation PEM avec à terme des perspectives entre 250 et 1270 €/kW) ;
- la durée de vie  $n$  (10-20 ans) et le taux d'actualisation  $r$  (4-8 %) ;
- la durée annuelle de fonctionnement  $D$  (de 1000 à 8000 h) et le prix de l'électricité  $pE$  (20 à 120 €/MWh); en pratique le prix moyen dépend d'ailleurs de manière croissante de la durée de fonctionnement si l'on optimise en choisissant les plages horaires où ce prix est moindre ; mais entre 1000 et 8000 h de fonctionnement la variation de prix semble limitée ;
- la quantité d'électricité requise pour produire par électrolyse un kilogramme d'hydrogène (50-70 kWh ou plus), fonction du rendement ;
- les coûts fixes annuels, souvent une fraction du Capex de l'ordre de quelques %, et d'éventuels bénéfices ou externalités.

En prenant les valeurs centrales de chaque paramètre on parvient dans les cas favorables à des coûts de production compris entre 4 et 5 €/kg. Vu l'amplitude des plages de paramètres, la mission a effectué à titre exploratoire une analyse de type statistique des résultats du modèles sur un très grand nombre d'ensemble de valeurs de paramètres compris dans les plages admissibles. Un exemple de plage de paramètres utilisée est présenté ci-après :

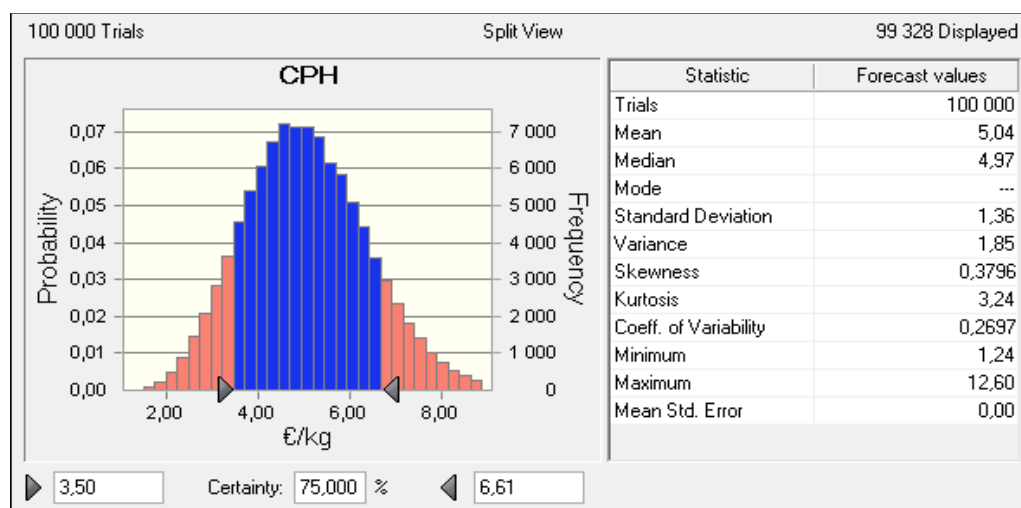
Paramètres	Valeur minimum	Valeur maximum	Valeur centrale
Capex $I_0$ (€) = $P \cdot \text{Capex}/\text{kW}$	60 000	1 980 000	700 000
Subvention $S_0$ (€)	- 0,1	0,1	0
Durée de vie $n$ (années)	10	20	15
Taux d'actualisation $r$	0,02	0,07	0,045
Puissance $P$ (kW)	100	900	500
Énergie $eH$ pour produire 1 kg de $H_2$ (kWh/kg)	40 <sup>19</sup>	60	50
Durée annuelle de fonctionnement	2 000	8 000	5 000

<sup>19</sup> Cette valeur correspond à un rendement de 83 %, valeur haute d'un électrolyseur alcalin selon par exemple l'annexe technique de la « Technology roadmap hydrogen and fuel cell » de l'AIE, juin 2015 ; l'électrolyse à oxyde solide vise des rendements de 85 à 90 % selon la même source.

(heures)			
Prix pE de l'électricité (€/kWh)	0,01 <sup>20</sup>	0,11	0,06
Bénéfice annuel de la production (€)	0	20	10
Capex/kW (€/kW)	600	2 200	1 400
Ratio Maintenance annuelle/Capex	0,03	0,07	0,05

**Tableau 6. Exemple de plage de paramètres utilisés pour des simulations paramétriques probabiliste du coût de production de l'hydrogène**

Les résultats indiquent une forte dispersion du coût de production de l'hydrogène, entre 1,2 €/kg (a priori avec la combinaison -peu réaliste- d'une électricité très bon marché et une longue durée de production) et 12 €, soit un facteur de 1 à 10. Si l'on regarde les 75 % plus probables alors on est entre 3,2 €/kg et 6,7 €/kg soit un facteur deux, ces résultats étant issus de la combinaison de valeurs des paramètres d'entrées variant dans les plages précitées.



**Tableau 7. Distribution des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques avec des distributions triangulaires des paramètres – Source, calculs de la mission avec le logiciel Crystal Ball d'Oracle®**

Une telle simulation, quoique simpliste, révèle une forte variabilité de résultats, conséquence de la possible variabilité de ses paramètres d'entrée ou du choix des lois de distribution des paramètres d'entrée. Une simulation avec d'autres valeurs centrales jugées plus plausibles donnerait des estimations de coût différentes (les hypothèses prises ici sont favorables) mais avec une dispersion similaire.

#### 3.3.2.2.4 Sensibilité aux paramètres

La mission a aussi procédé à une analyse de sensibilité statistique, basée sur un grand nombre de calculs de coût pour des ensembles de paramètres différents mais dans les plages admissibles, afin de déterminer les paramètres d'entrée auxquels le coût de production est le plus sensible.

Les diagrammes de sensibilité obtenus (voir annexe 5) rendent manifeste la forte dépendance du coût de production à des paramètres comme le montant de subvention, le prix de l'électricité, le Capex par kW, la durée de fonctionnement annuelle, puis dans une moindre mesure le rapport Opex

<sup>20</sup> Cette valeur très faible illustre le cas d'une utilisation de l'électricité quasiment gratuite, excédentaire ou fatale.

sur Capex et les paramètres financiers (durée amortissement et taux d'actualisation). Les détails sont en annexe. Les valeurs prises en excluant les déciles extrêmes de valeurs de paramètres induisent une variation du résultat, typiquement d'un facteur deux.

### 3.3.2.3 Émissions évitées ou indirectes de CO<sub>2</sub>

La mission a aussi calculé les coûts supplémentaires et bénéfiques de l'hydrogène produit en supposant qu'il était utilisé pour des applications de mobilité et substituait donc à une émission carbonée (par véhicule thermique classique) une émission moins carbonée (mais non totalement décarbonée car recourant à de l'électricité dont la production émet du CO<sub>2</sub>). Plusieurs hypothèses de valeurs extrêmes et probables de valorisation de la tonne de carbone ont été envisagées. L'impact, pour des valeurs conservatrices du prix de la tonne de carbone, est comme prévisible une baisse des coûts<sup>21</sup>; celle-ci est de quelques pourcents du coût de production moyen, voire plus pour le coût minimum. Dans le cas d'espèce considéré, il semble donc que le prix de la tonne de carbone contribue de manière discernable mais non décisive au coût de production de l'hydrogène par électrolyse.

Les paramètres les plus importants, hors subvention, sont donc le prix de l'électricité, la durée de fonctionnement annuelle, le Capex par unité de puissance, la quantité d'électricité requise pour produire un kilogramme d'hydrogène (qui fait intervenir le rendement de l'électrolyseur, paramètre important). Puis viennent les ratios Opex sur Capex, les paramètres financiers d'actualisation et les éléments de valorisation du dioxyde de carbone.

### 3.3.2.4 Conclusion sur l'électrolyse

Il est possible de raffiner les modèles : par exemple on peut examiner l'impact de la quantité d'électricité requise pour produire un kilogramme d'hydrogène sur le coût final. Cette quantité est liée au rendement de l'électrolyseur et est un paramètre dont l'augmentation renchérit significativement et mécaniquement le coût de production.

Compte tenu de la variabilité temporelle du prix de l'électricité, l'électrolyseur a intérêt à fonctionner quand ce prix est bas. Plus la durée de fonctionnement augmente, plus le prix moyen augmente. La mission a donc examiné l'impact de la durée d'utilisation de l'électrolyseur sur le prix de l'électricité consommée ; en effet le prix moyen de l'électricité consommée dépend de sa durée d'utilisation entre le prix de l'électricité excédentaire et les périodes de pointe ; là encore on observe un impact significatif sur le coût de production moyen par électrolyse, puisque l'on s'interdit ainsi de bénéficier simultanément d'un prix faible de l'électricité et d'une longue durée annuelle d'utilisation, ou vice versa. On observe aussi une réduction de la dispersion des coûts calculés, ce qui est prévisible. La plage des résultats se décale et se resserre un peu pour devenir 3,4 €/kg-13 €/kg.

Ces calculs confirment et quantifient (autour des plages de valeurs de paramètres étudiées) la grande dépendance des valeurs de coût aux hypothèses et paramètres sous-jacents. Cette dépendance n'est pas toujours explicitée dans les rapports, et la prudence est requise pour interpréter et utiliser les « données » de coûts fournies dans les analyses.

## 3.3.3 Récupération d'hydrogène fatal

Comme vu plus haut, l'hydrogène coproduit représente en France 59 % de la production. Il est cependant produit dans des unités de reformage catalytique de raffineries et presque entièrement consommé dans d'autres unités.

Selon l'IFPEN, citant une étude du projet HyFrance3 financée par l'ADEME, 25 % de l'hydrogène produit en France, actuellement brûlé, serait récupérable, « hors considérations de coût ». Selon l'ADEME, 50 000 tonnes d'hydrogène fatal seraient rejetées annuellement en France soit environ 5 % de la production nationale.

En tout état de cause, cet hydrogène fatal peut éventuellement représenter une source

<sup>21</sup> illustrée par un décalage vers le bas de la courbe de l'histogramme des fréquences des coûts calculés

d'approvisionnement complémentaire ou permettre des opérations de démonstrations de récupération.

### 3.3.4 Autres procédés

D'autres procédés de production d'hydrogène sont envisageables :

- la photolyse, la photo-électrolyse, la radiolyse, la thermolyse, qui visent tous à produire de l' $H_2$  sans passer par le vecteur électricité ;
- l'ensemble des procédés biologiques et biochimiques.

Ces procédés sont peu mûrs actuellement.

## 3.4 Stockage / Distribution

Le stockage et la réinjection, dans le réseau, de l'énergie stockée ainsi que les conditions de distribution de l'hydrogène-énergie au consommateur final, sont des points durs pour permettre à la technologie hydrogène de percer et de répondre à des défis futurs majeurs. Les termes de la problématique se posent bien sûr différemment, selon que l'on cherche à valoriser une capacité de stockage, la puissance disponible, la durée de stockage, la réactivité ou encore le nombre de cycles acceptables.

Le stockage d'énergie par l'hydrogène est une des solutions pour gérer les futurs surplus de production d'électricité.

Tout stockage d'énergie via l'hydrogène énergie comporte trois composantes :

- > un système de conversion qui reçoit en entrée l'énergie du réseau de distribution et la convertit sous une forme stockable,
- > un système de stockage proprement dit de l'énergie ainsi convertie,
- > un système de conversion d'énergie qui restitue l'énergie stockée vers le réseau ou des applications diffuses.

L'hydrogène offre cette faculté de permettre de choisir chacune des composantes indépendamment des deux autres :

- > EnR, nucléaire, énergies fossiles en entrée,
- > stockage massif ou non, de longue durée ou non,
- > électricité,  $CH_4$  injecté dans réseau gaz, chaleur, hydrogène en sortie.

Si chacune de ces trois composantes est aisée à identifier dans le cadre d'une batterie (une batterie est un « simple » accumulateur du vecteur énergétique qu'est l'électricité), les "combinatoires" (énergie d'entrée, système et rôle du stockage, énergie de sortie) susceptibles d'exister dans le cas de l'hydrogène énergie sont extrêmement variées. La transition de l'électricité par ce vecteur énergétique permet d'optimiser chacune de ces trois composantes pour garantir la meilleure équation économique en fonction des usages recherchés.

Pour optimiser le recours à l'hydrogène énergie, le choix des méthodologies pour les trois phases précitées (obtention d' $H_2$ , stockage et conversion en énergie de restitution) est essentiel du fait des énormes distorsions qui existent en prix, en quantités et en disponibilité.

Les pertes associées à la conversion en entrée et en sortie ainsi que celles inhérentes au stockage déterminent l'efficacité globale de l'ensemble. Le rendement du système peut être défini comme le rapport entre l'énergie restituée et l'énergie prélevée. Pour apprécier le stockage, d'autres paramètres importants sont la capacité de stockage exprimée en MWh, la puissance disponible en MW, le délai de réponse, la durée de fonctionnement, la qualité de restitution et le nombre de cycles charge/décharge acceptables.

Cette modularité génère dans la pratique plusieurs formes et finalités du stockage selon :

- > qu'il répond à une finalité du recours à l'H<sub>2</sub> énergie dictée par l'amont (stockage et régulation du flux amont) (applications stationnaires essentiellement),
- > qu'il permet de répondre à une demande diffuse et est donc dicté par l'aval (stockage en station de distribution, stockage embarqué...).

Par le « séquençage » qu'il permet entre sa production et sa conversion ou acheminement vers le consommateur final, l'étape "intermédiaire" de stockage est un élément essentiel pour tirer parti des atouts de l'hydrogène.

Par la diversité que peut prendre l'énergie finale sortante (gaz, électricité, chaleur) les conditions de distribution de l'hydrogène en vue de son utilisation finale (sur équipement stationnaire, nomade ou mobile) sont très variées.

Cette partie du rapport consacrée au stockage et à la distribution est organisée selon les trois logiques sous-jacentes :

- 1/ l'amont : l'hydrogène, en appui des réseaux d'énergie, mobilisé dans ses fonctions de stockage massif longue durée d'énergie ;
- 2/ le stockage physique de l'hydrogène (tous usages) ;
- 3/ l'aval : production, transport et distribution de l'hydrogène pour satisfaire des demandes variées dont mobilité.

### 3.4.1 Logique amont : le stockage de l'énergie primaire et de l'électricité

La mission a réalisé, à partir des fiches monographiques du rapport de l'ADEME précité, une schématisation des propriétés des principales technologies de stockage de l'énergie. Les échelles correspondent souvent à des variations logarithmiques :

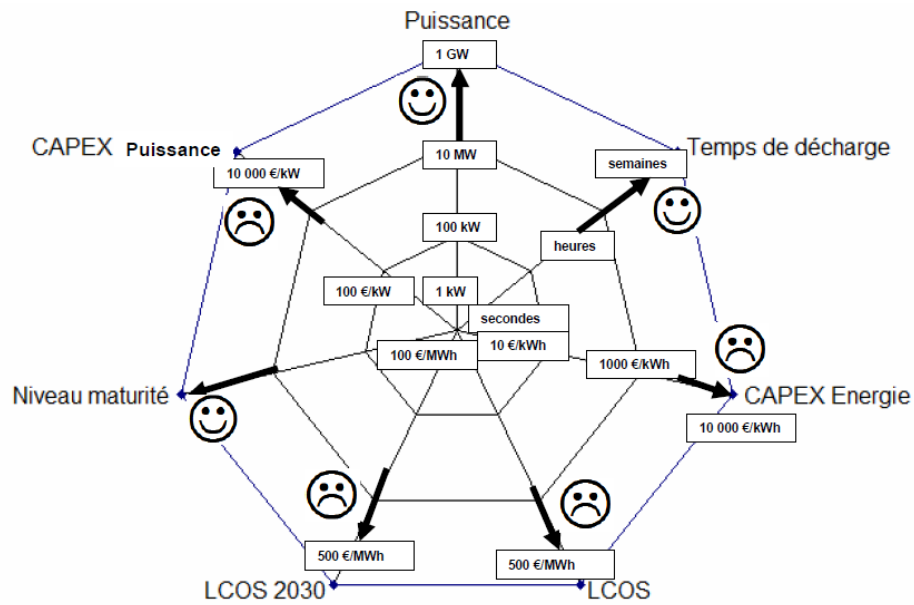
> Le temps de décharge possible, correspond au ratio énergie/ puissance : il peut aller de quelques secondes à plusieurs semaines ;

> La puissance va de 1kW à quelques GW ;

> Pour appréhender le coût d'investissement on a distingué le coût d'investissement en énergie (CAPEX Energie variant de quelques euros / kWh à 10 000 euros/kWh (super condensateur) et le coût d'investissement en puissance (CAPEX exprimé en euros/ kW de 100 euros/kW à 5 000 euros / kW) ;

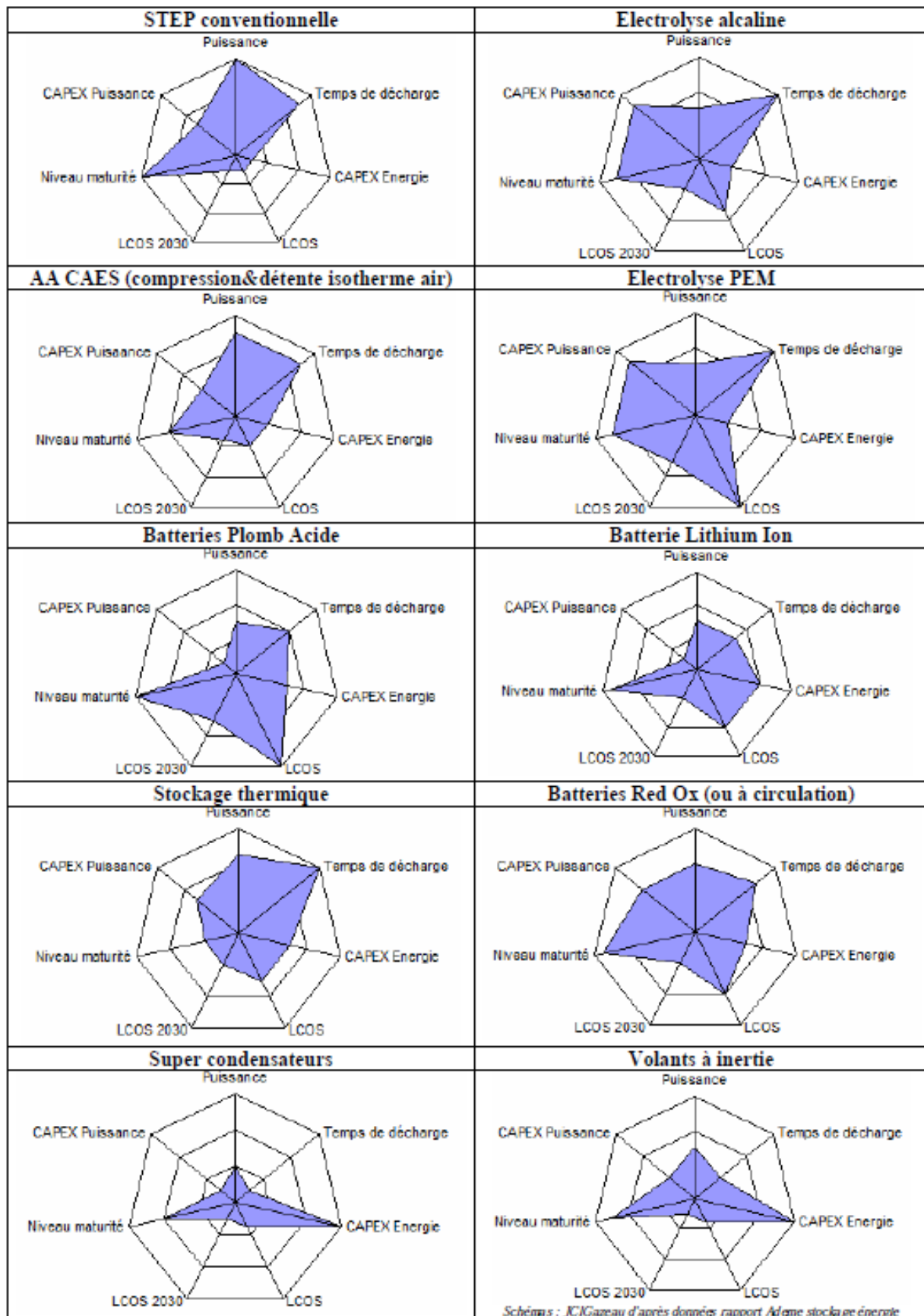
> Pour analyser plus finement les coûts, le rapport de l'ADEME a utilisé la méthodologie du Levelized Cost of Storage (LCOS et LCOS 2030) se rapportant au coût du MWh délivré sur toute la durée de vie du système de stockage d'énergies. Les LCOS s'entendent par MWh délivré, hors coût de l'électricité achetée et sont donc représentatifs du surcoût du stockage d'électricité, mais sans prise en compte de l'effet du rendement sur les coûts d'opération (achat d'électricité non restituée).

Un premier schéma de synthèse permet de préciser les échelles de chaque axe (voir aussi le tableau de l'annexe 6 sur les avantages/inconvénients de chaque technologie)



**Tableau 8.** Schéma descriptif de l'usage des diagrammes radar décrivant les avantages et inconvénients des différentes technologies de stockage

Ci après une schématisation des propriétés des principales technologies de stockage de l'énergie :



**Tableau 9.** positionnement de l'hydrogène au sein des modes de stockage de l'énergie : le stockage stationnaire massif de longue durée (Power to Gas) pour gérer l'intermittence de l'électricité renouvelable



Le stockage de l'énergie électrique apparaît comme un défi majeur à relever pour permettre une réelle pénétration des énergies intermittentes. Il peut permettre d'équilibrer la production et la consommation et augmenter ainsi la flexibilité.

En matière de besoins de stockage, le développement croissant des énergies renouvelables en Europe entraîne de considérables variations des injections d'électricité dans le réseau. Compte tenu des nombreux facteurs d'influence et du coût relativement élevé des systèmes de stockage, il importe de disposer de systèmes présentant le maximum de flexibilité et de réactivité adossés à des systèmes de prévisions précis, ces derniers ayant une influence directe sur les besoins supplémentaires en systèmes de stockage des énergies.

Le Power to Gas (conversion de l'électricité en gaz) est un concept qui utilise l'électrolyse et la méthanation comme procédés de valorisation de l'électricité excédentaire du réseau. L'électrolyse qui permet d'extraire l'hydrogène contenu dans l'eau est le procédé central. Il peut être complété d'une réaction de méthanation en combinant H<sub>2</sub> avec des atomes de carbone.

Le Power to Gas ne nécessite pas de rupture technologique : tous les éléments de la filière sont d'ores et déjà disponibles, même si chacune des briques est améliorable voire remplaçable par de futures variantes prometteuses. Ce qui est novateur est l'assemblage de ces briques.

Avec le Power to Gas, le vecteur énergétique H<sub>2</sub> sera susceptible d'apporter une solution d'équilibrage entre réseaux de transport d'énergie et être ainsi considéré comme faisant intrinsèquement partie du secteur régulé de l'énergie et composante des réseaux de transport et distribution. Ceci supposera néanmoins d'établir de manière totalement concertée avec les opérateurs énergétiques un cadre législatif, réglementaire et fiscal afin de garantir une parfaite efficacité économique et de répondre à toutes les contraintes techniques d'équilibrage des réseaux dans un contexte de développement régulier des énergies renouvelables.

### **3.4.2 Le stockage proprement dit d'hydrogène (tous usages): les différents modes de stockage**

Cette partie consacrée au stockage "physique" et notamment au stockage sous pression concerne aussi bien les applications stationnaires (dont petit stationnaire), les applications logistiques (chariots élévateurs,..) que les réservoirs embarqués dans les véhicules.

Contrairement à ce que l'on pourrait penser, le stockage est un point dur de la technologie hydrogène. La fabrication de réservoirs suppose franchie l'étape d'homologation : entre l'idée et la mise sur le marché, il y a de nombreuses étapes coûteuses liées entre autres à la certification.

Toutes les initiatives et démarches de nature à réduire les temps et coûts, à simplifier les démarches sans réduire la sécurité, à augmenter la recherche "pré-normative", la formation des nouveaux acteurs et la disponibilité de capacité en France sont à encourager.

	Stockage cryogénique	Stockage sous pression				Stockage solide sous hydrure métallique réversible
	-253°C → 71 g/l H <sub>2</sub>	200 bars → 15g/l H <sub>2</sub> ; 350 bars → 25 g/l H <sub>2</sub> ; 700 bars → 40 g/l H <sub>2</sub>				utilise un matériau de stockage qui absorbe H <sub>2</sub> et forme un hydrure (il existe plusieurs milliers d'hydrures qui se distinguent par la pression et la T° d'équilibre) <b>Exemples :</b> Hydrure de magnésium 90 g/l à 350°C et 2 bars ; Lanthane-Nickel : 80 g/l à 20°C et 2 bars
	⊕ Compte tenu T°, les applications grand public semblent impossibles à ce jour	réservoirs type I réservoir 100% métal stockage le plus utilisé de façon industrielle	réservoirs type II réservoir 100% métal	réservoirs type III liner métal renfort composite stockage utilisé pour les véhicules <b>Mobilité :</b> Seuls les fournisseurs de rang 1 (ils ne sont pas présents actuellement) sont les plus à même de porter le marché de masse	réservoirs type IV liner polymère renfort composite stockage le plus utilisé aujourd'hui pour les véhicules	⊕ faible pression, pas de compression, économique en OPEX en stationnaire, très intéressant pour le nomade  ⊕ gestion thermique, masse, investissement CAPEX
		⊕ solution la plus économique aujourd'hui en CAPEX (pas en OPEX du fait coût de la compression)				
		⊕ Pression et aspect sécurité, complexe en certification, coût de la station service				
<b>Industriels :</b>						
	en France >	Les fabricants historiques		LUXFER	STELIA, RAIGI, MAHYTEC	MCPHY, MAHYTEC
	en Europe et dans le monde >	Les fabricants historiques		DYNETEK (D), LUXFER, FABER (I), ...	Xperion (D), HERA, HEXAGON LINCOLN, ILJIN, TOYOTA...	Hydrexia (Aus), Labtech (Bul), ZOZ (D), OVONICS (USA),...
<b>Applications :</b>						
	stationnaires massiques >	la solution de stockage moyenne pression (pression de l'électrolyseur 30 bars) de type I ou IV est la plus économique pour les applications stationnaires massiques. La solution comprimée au-delà de la pression de sortie de l'électrolyseur consomme de l'énergie				Les solutions sous hydrures offrent des avantages de compacité mais ce n'est pas toujours utile
	embarquées (voiture, camion,...) >	la solution à 700 bars est la solution actuelle la plus performante en mobilité et il est probable que les solutions à 350 bars disparaissent dans les prochaines années.				
	nomades >	Pour les applications nomades, il n'y probablement que les solutions sous hydrures basse pression et température ambiante qui ont un avenir grand public de masse (les hydrures chimiques ne sont pas économiquement acceptables aujourd'hui. La réglementation actuelle sur les transports de matières dangereuses et le peu de normes internationales limitent les développements et les usages.				

Tableau 10. Modes de stockage de l'hydrogène (tableau réalisé à partir des données Dominique Maheux, MAHYTEC)

Le tableau ci-dessus fait la synthèse des différentes solutions adoptées selon les usages pour stocker physiquement l'hydrogène. Le stockage sous pression (typiquement 350 ou 700 bar) apparaît comme le mode le plus utilisé actuellement.

### 3.4.3 Logique aval du processus : distribution et stockage(s) pour répondre à l'utilisation finale de l'hydrogène énergie :

La finalité de cette "logique aval" est de restituer l'hydrogène énergie aux réseaux de transport d'énergie, soit sous forme hydrogène H<sub>2</sub>, soit sous forme méthane CH<sub>4</sub>, plus rarement sous forme d'électricité (moindre rendement) pour répondre à une demande diffuse aux fins de mobilité ou d'applications stationnaires.

L'hydrogène énergie peut aussi satisfaire de multiples utilisations. Néanmoins l'application mobilité reste potentiellement celle qui générera les besoins les plus importants en hydrogène.

L'élément structurant de la logique aval qui pourra générer ou susciter une demande sur le territoire est la consistance d'un réseau de stations de distribution d'hydrogène aux fins de mobilité. D'autres applications de l'H<sub>2</sub> pourront s'y alimenter. Si on a en référence, du fait de caractéristiques proches,

le gaz naturel, et son vaste réseau de transport (30 000 km) et de distribution (150 000 km), la construction d'un réseau national de gazoducs équivalent pour l'hydrogène, certes techniquement réalisable, serait totalement hors de portée financière à l'heure actuelle.

Ainsi, pour permettre un décollage de la filière et en l'absence d'un véritable réseau de stations et véhicules, il y a besoin dans un premier temps, par la présence de quelques stations, de promouvoir des niches (industrielles, logistiques, flottes captives) pour générer localement une demande diffuse d'hydrogène. L'approvisionnement des stations peut permettre d'approvisionner les « niches » à distance raisonnable de la station.

Néanmoins la configuration (taille, implantation en milieu urbain ou périphérie, multicarburants ou H<sub>2</sub> seul, 350 et/ou 700 bar) des stations est importante : les caractéristiques physico-chimiques de l'hydrogène justifient les mêmes précautions en matière de transport et distribution que pour le stockage. Il en résulte un coût élevé qui vient (autour de 3 à 5 € par kilogramme livré par route pour l'H<sub>2</sub> issu du vaporeformage) grever d'autant le prix final. Dans cette logique "dictée par l'aval", plusieurs configurations des stations service sont possibles selon l'origine (industrie lourde ou par électrolyse) de l'H<sub>2</sub> (Voir § 3.3), en raison de fourchettes de prix disparates qui montrent qu'il existe, à partir d'une électrolyse et des choix d'une source d'électricité (nucléaire, EnR), du stockage et des transports jusqu'à l'utilisateur final, des alternatives économiques

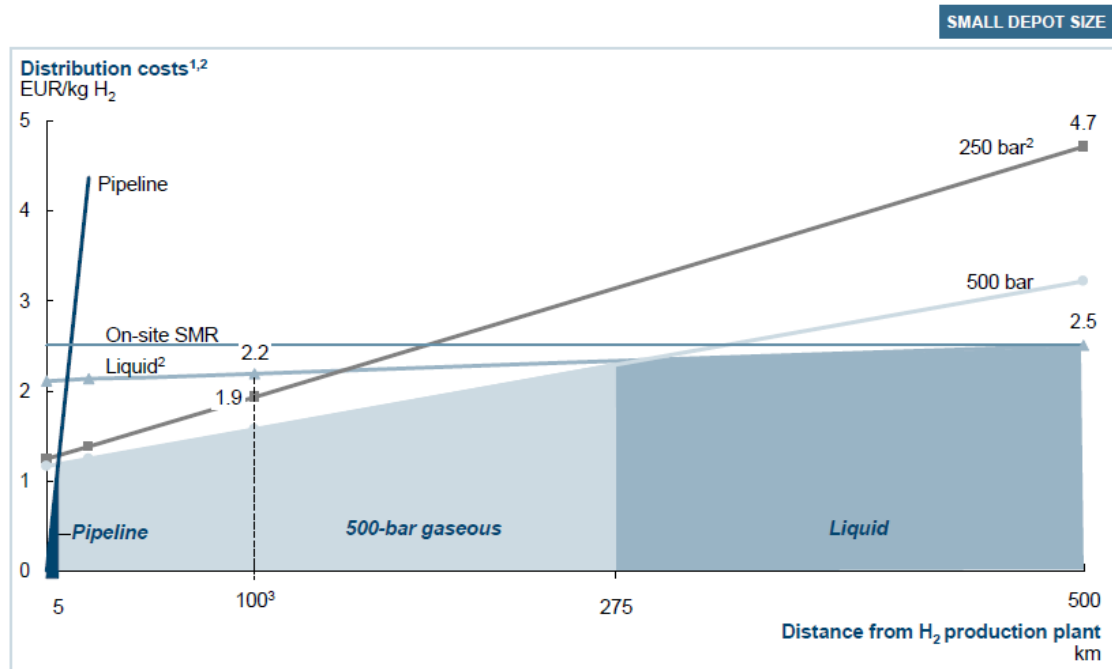
En matière d'approvisionnement en hydrogène, compte tenu aujourd'hui d'une demande relativement faible et aléatoire à l'échelle d'une station, l'hydrogène est en majorité produit de manière centralisée sur des sites industriels par vaporeformage. Plusieurs modes d'approvisionnement sont utilisés :

- > livraison sous forme liquide ;
- > livraison sous forme gazeuse ;
- > approvisionnement par pipelines (hors sujet en dehors de quelques implantations réalisées à proximité d'un ouvrage existant).

La distribution par camions en containers de gaz à 500 bar est la méthode la plus économique pour des distances dépassant 10 à 20 km. La distribution sous forme liquide ne devient compétitive qu'à partir de 250 - 300 km. Un transport par camion vers une station de distribution est de l'ordre de 3 à 5 €/kg.

La production sur place par électrolyse pour une station qui délivrerait 1,75 t/ jour (on en est loin en Europe) n'est compétitive par rapport au vaporeformage centralisé que pour des distances de plus de 150 km du lieu de production (source : Etude Mc Kinsey de 2010 : a portfolio of power trains for Europe – a fact based analysis). Le graphique ci-dessous fournit des éléments complémentaires.

FOR DISTANCES OVER 5 KM, 500 BAR GASEOUS DISTRIBUTION IS THE LOWEST-COST OPTION;  
LIQUID DISTRIBUTION IS ONLY APPROPRIATE FOR DISTANCES OF >275 KM



<sup>1</sup> Assuming 90% truck, trailer and conditioning utilisation

<sup>2</sup> Cost of liquid filling station is EUR 0.68/kg H<sub>2</sub> lower than 500-bar station; to reflect this, EUR 0.68 is deducted from liquid distribution costs; similarly, 250-bar station is EUR 0.17/kg H<sub>2</sub> more expensive than 500-bar station and thus, EUR 0.17 is added to 250-bar distribution costs

<sup>3</sup> 100 km based on Clean Team data; other ranges calculated, assuming following payload of trailers: liquid 3.5 t, 500 bar 0.8 t, and 250 bar 0.4 t

**Tableau 11. Source rapport McKinsey “A portfolio of power trains for Europe – a fact based analysis”**

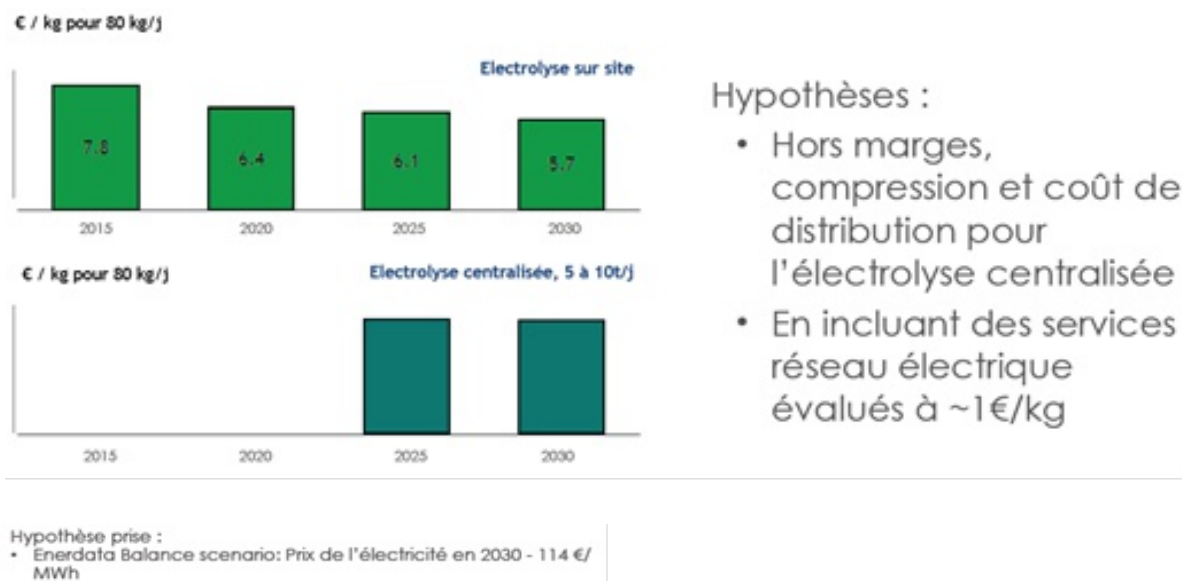
Après livraison ou production, la majorité du stockage se fait sous forme gazeuse. Les stations peuvent approvisionner majoritairement deux types de véhicules, les voitures et les bus.

- > un réservoir de voiture stocke 3 à 6 kilogrammes d’hydrogène ;
- > un réservoir de bus stocke 40 à 50 kilogrammes d’hydrogène.

Le tableau 11 précédent (§ 3.4.2) présente les différents types de réservoirs.

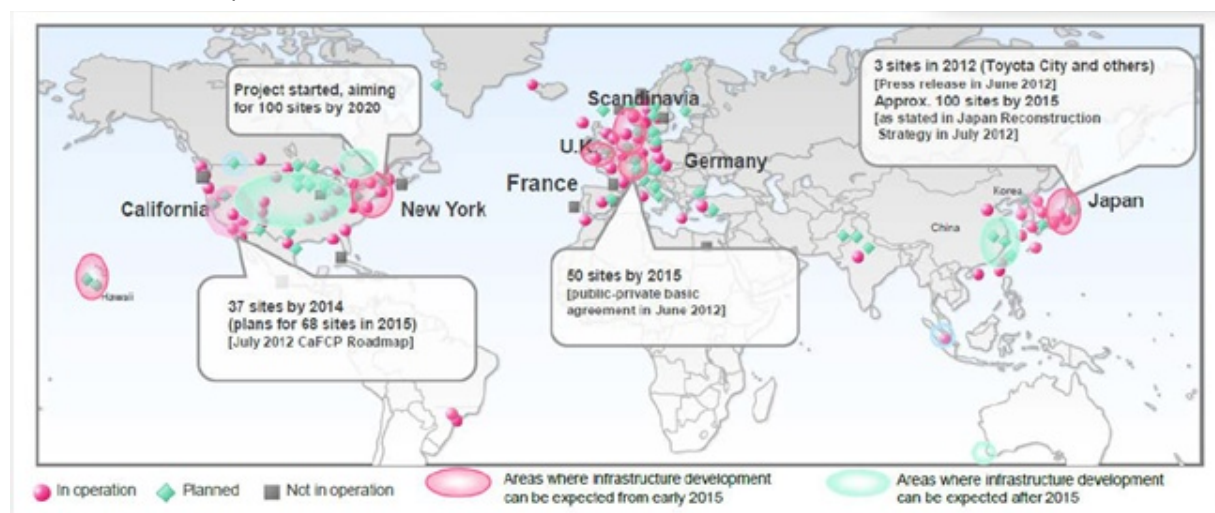
La majorité des stations service actuelles délivrent moins de 100 kg d’hydrogène par jour et sont pour la majorité à un stade de pilote.

Une station d’hydrogène coûte aujourd’hui de 300 k€ à 1 M€, avec des coûts beaucoup plus élevés au Japon (2 à 3 M€) du fait d’une réglementation contraignante qui serait en voie d’être assouplie. En Allemagne, il nous a été fait état d’un coût de 1 M€ (50 % Gouvernement, 50 % industriels) avec la perspective de descendre à 500 k€ à horizon de 5 ans. Le prix de la station dépend de la quantité d’hydrogène qu’elle peut distribuer par jour. Elle n’est rentable qu’à un taux d’usage de 60 à 70 % de sa capacité de distribution. Pour rappel, la production d’hydrogène par électrolyse sur site devient compétitive dès que la station est à plus de 150 km environ d’un site de production industrielle.



**Tableau 12. Prévision de coût du kilogramme d'hydrogène** Source AFHYAC

Plusieurs États (Allemagne, Japon, Californie,..) ont déjà commencé à mettre en place un réseau de distribution de stations à hydrogène. La mise en place de stations hydrogène se trouve rapidement confrontée à la disponibilité de véhicules.



Total est un des membres fondateurs de la joint venture "H2 Mobility" (H2M) créée en 2014 en Allemagne pour mettre en place un réseau embryonnaire de distribution d'hydrogène. Dans le meilleur des cas ce réseau comprendra un peu moins de 400 stations à l'horizon 2023. Seul Daimler s'est engagé à produire des véhicules en nombre, les autres partenaires automobiles associés à la Joint Venture ne prévoyant que quelques dizaines d'exemplaires pour l'Allemagne.

En matière de maturité de la filière H<sub>2</sub> carburant, malgré une douzaine d'années d'expérience, la très faible fréquentation des stations n'offre pas encore de retour d'expérience suffisant sur la fiabilité des matériels de distribution utilisés (source Total). Par ailleurs il n'y a toujours pas de système de mesure homologué, ce qui représente un risque sur l'autorisation de distribution au grand public. La période expérimentale n'est donc pas achevée.

Le prix de l'hydrogène à la pompe est le paramètre principal de la rentabilité de la filière hydrogène carburant.

Même avec un traitement fiscal favorable, la solution H<sub>2</sub> renouvelable est actuellement une solution plus chère que l'hydrogène "gris" actuel. La récente baisse du prix du brut et du prix du gaz, si elle était durable, viendrait encore plus contraindre l'émergence d'une filière issue des énergies intermittentes.

Le développement du marché de la filière H<sub>2</sub>-énergie est de fait freiné par le manque d'infrastructure de stations à hydrogène et de réseau de maintenance formé. Pour relever le défi, il faut un nombre de stations suffisant (évalué par H2 Mobility à « moins d'un millier par pays » ; pour mémoire la France compte actuellement 12 000 stations service) pour que des clients décident de passer du diesel ou de l'essence à l'hydrogène.

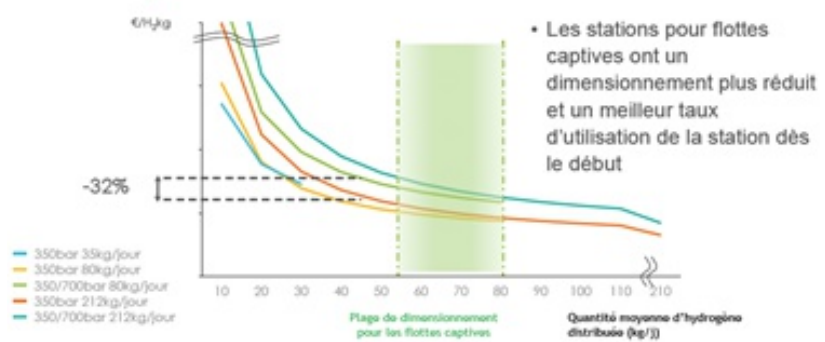
En termes opérationnels, trois stratégies voient le jour actuellement pour déployer et financer cette infrastructure de distribution :

- 1/ Une coopération public/privé : l'Allemagne a créé une Joint Venture (CEF) autour de Shell, Total, Air Liquide, Linde et Daimler qui financent avec l'aide du gouvernement et de l'Europe les 200 premières stations. Cette joint venture attend l'arrivée des véhicules annoncés par Daimler, mais Daimler a pris du retard, préférant donner la priorité aux véhicules Euro 6 et Plug-in ;
- 2/ Une entreprise leader : Toyota finance lui-même des stations en Californie, avec l'aide de l'État californien ;
- 3/ Le marché : la France a, dans une logique de cluster, suscité la construction de stations adaptées aux petits volumes déployées là où il y a un nombre suffisant de clients, prêts à acheter des flottes de véhicules utilitaires H<sub>2</sub> pour assurer des services locaux comme de la livraison.

On remarque que les flottes captives (qui offrent en outre l'avantage de disposer de consommations prévisibles) permettent de démarrer avec uniquement des stations locales accueillant plus de véhicules. On peut en outre imaginer un cluster de flottes captives constitué de plusieurs flottes captives et de plusieurs stations d'hydrogène.

### DÉMARRER AVEC DES STATIONS H<sub>2</sub> ADAPTÉES PERMET DE RÉDUIRE DE 32% LES COÛTS D'HYDROGÈNE À LA POMPE

Coût de l'hydrogène à la pompe pour des stations dimensionnées pour les flottes captives





**Tableau 14. Source Colloque Sénat novembre 2014 AFHyPAC**

On peut viser une desserte de tout le territoire métropolitain afin d'accrocher la demande : l'AFHYPAC a présenté au Sénat en novembre 2014 un scénario de déploiement des stations service (environ 1 M € par station) qui permet d'atteindre la rentabilité financière après une dizaine d'années mais suppose un investissement très lourd (étalé sur 15 ans). Ce scénario ne paraît pas réaliste à la mission qui, au-delà de stations implantées et dimensionnées pour des flottes captives, privilégierait la réalisation d'un ou deux couloirs hydrogène avec un nombre restreint (moins d'une dizaine) de stations 700 bar destinées à des véhicules premium allant au-delà d'un périmètre aggloméré et reliant des agglomérations disposant de quelques stations à 350 bar.

**Tableau 15. Source Colloque Sénat novembre 2014 AFHYPAC**

Le stockage et la distribution de l'hydrogène-énergie sont des questions à mettre en perspective avec les problématiques plus larges de stockage et de distribution de l'électricité, afin de montrer en quoi les vecteurs d'énergie que sont l'électricité et l'hydrogène (ou le gaz naturel) sont complémentaires.

Par rapport aux autres possibilités de stockage linéaires (électricité → batterie → électricité) performantes ou dont le potentiel national est d'ores et déjà exploité (électricité → STEP → électricité), l'hydrogène ouvre considérablement le champ des applications (massives ou diffuses) possibles grâce à sa capacité de stockage dense et/ou de longue durée.

Les étapes de transformation de l'énergie entrante en H<sub>2</sub> et de restitution aux fins de consommation peuvent comme on l'a vu dans ce chapitre prendre des formes extrêmement variées tirant parti de telle ou telle des fonctionnalités de H<sub>2</sub> (stockage, densité énergétique,...). Il en résulte de multiples combinaisons par lesquelles le vecteur énergétique H<sub>2</sub> peut s'intégrer dans le système énergétique depuis l'utilisation d'une ressource d'énergie primaire jusqu'à la consommation d'énergie finale.

\*

\* \*

Deux « points de rendez-vous » stratégiques seront susceptibles de freiner ou empêcher la pénétration sur le marché du vecteur H<sub>2</sub> énergie.

> **1ère interpellation** (cf partie logique amont) - gestion du mix énergétique de 2025-2030 : face au développement régulier des énergies renouvelables et de la capacité limitée des réseaux à gérer cette situation lorsque la capacité installée en EnR deviendra conséquente (2025 - 2030), quelle sera la stratégie privilégiée ?

- a/ supprimer les injections d'EnR non absorbables par les réseaux de transport et distribution d'énergie (avec perte de l'énergie correspondante) ;
- b/ stocker l'électricité excédentaire : plus flexible que d'autres technologies de stockage, l'hydrogène offre la possibilité de réinjecter l'énergie stockée sous la forme (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, électricité..) après quelques jours ou quelques mois (en complément des smart grids opérant sur quelques heures).

> **2è interpellation** (cf. partie logique aval) - véhicule électrique (VE) et/ou pile à combustible (PAC) : face au développement régulier du véhicule électrique sur batterie électrique et aux contraintes environnementales (bruit, polluants locaux, GES..) en zone fortement agglomérée, la PAC, notamment la PAC auxiliaire de petite puissance (5 à 10 kW par véhicule particulier) peut apporter ses atouts y compris en matière de prolongation d'autonomie. Il faut savoir quelle stratégie adopter :

- a/ considérer (la poule et l'œuf) que la réalisation d'une infrastructure de distribution d'hydrogène sur le territoire est hors de portée et se limiter à développer quelques niches industrielles innovantes ;
- b/ développer résolument les démarches d'équipement progressif du territoire : flottes captives pour tester les stations et expérimenter sur un territoire (régional ou une agglomération) les différentes utilisations de l'H<sub>2</sub> (exemple de Mayence en Allemagne). Le choix de poursuivre l'option 350 bar devra être mûrement réfléchi, la plupart des constructeurs étrangers n'entrevoient que le déploiement de 700 bar.

La gestion de ces deux « interpellations » traduira la volonté de considérer ou non, dans une vision systémique, l'hydrogène énergie comme une brique pertinente et intégrée dans le système énergétique national.

### 3.5 Usages de l'hydrogène

#### 3.5.1 Généralités

L'hydrogène est aujourd'hui assez largement utilisé mais son usage est relativement méconnu du grand public car il concerne presque exclusivement l'industrie (raffinage, chimie...). Le secteur de l'industrie ne semble pas devoir évoluer dans les années à venir, alors que les projets sont potentiellement nombreux dans les autres usages liés à l'énergie (mobilité, stockage de l'énergie, résidentiel). La production mondiale annuelle d'hydrogène, qui est de 60 Mt environ, ne représente que 2 % de la consommation d'énergie mondiale et pourrait donc trouver là d'autres débouchés.

#### 3.5.2 L'hydrogène dans l'industrie.

L'hydrogène est aujourd'hui essentiellement utilisé dans l'industrie : production d'ammoniac pour engrais (50 %), pétrochimie (35 %), production de méthanol, spatial.<sup>22</sup> Plus précisément, selon GDF Suez devenue Engie, « si 94 % de l'H<sub>2</sub> aujourd'hui produit dans le monde est consommé pour la

<sup>22</sup> Groupe de réflexion sur l'énergie et l'environnement au 21<sup>e</sup> siècle,



production d'ammoniac (53 %), dans le raffinage (31 %) et dans la chimie (10 %) pour ces propriétés chimiques, 6 % l'est de manière diffuse dans les industries agroalimentaires, l'électronique, les industries du verre et des métaux, l'aérospatiale, les laboratoires, etc. »

Malgré un besoin en déclin pour la production d'ammoniac (en raison du moindre usage d'engrais azotés), l'IFPEN<sup>23</sup> envisage un taux de croissance global de 4 % par an lié à la croissance du raffinage (au sens large : l'utilisation d'hydrocarbures plus lourds peut nécessiter de l'hydrogène pour les alléger). Une autre source estime le besoin de l'industrie constant au moins jusqu'en 2020.

Les prix de vente de l'hydrogène sont essentiellement pilotés par les besoins en carburants ou d'engrais. Ils sont très variables suivant qu'il s'agit d'un approvisionnement aléatoire ou garanti.

### 3.5.3 Les usages liés à la mobilité

#### 3.5.3.1 Les usages liés à la mobilité : état de l'art technique sur le véhicule à hydrogène

Le véhicule à hydrogène s'inscrit dans une conception très évolutive de la mobilité, moins carbonée et plus diversifiée.

D'une part, la plage des motorisations s'élargit et le véhicule à combustion interne (essence ou diesel, voire biocarburant ou gaz naturel) cohabite avec les véhicules hybride et électrique, lesquels utilisent des batteries mais pourront utiliser demain de l'hydrogène, dans le cadre d'un basculement des énergies fossiles carbonées vers de l'énergie électrique décarbonée (EnR, voire nucléaire).

D'autre part, les usages ne sont plus nécessairement focalisés sur le véhicule polyvalent et donnent une place plus large au multimodal où chaque créneau marketing peut s'accommoder de certaines contraintes : Autolib ne semble pas handicapé par l'autonomie limitée de la propulsion électrique.

L'usage de l'hydrogène pour la mobilité est aujourd'hui possible techniquement sur la base de piles à combustible (PAC) qui produisent de l'électricité suivant le principe inverse de l'électrolyse<sup>24</sup>.

#### La pile à combustible (PAC)

L'hydrogène gazeux est alimenté à l'anode, et les protons se séparent de leur électron (qui, lui, entre dans le circuit électrique) et traversent une membrane d'un dixième de mm d'épaisseur pour se combiner à la cathode avec de l'oxygène de l'air, produisant ainsi de l'eau, de la chaleur et de l'électricité. Il existe plusieurs types de piles à combustible (PAC) qui se différencient par leur électrolyte, l'élément chargé de véhiculer les ions. Cet électrolyte définit la température de fonctionnement de la pile et, de fait, son application.

Les PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), fonctionnant à basse température, sont privilégiées pour les applications transport en raison de leur compacité. Le CEA estime que le catalyseur en platine compte pour 25 % du coût d'un « système PAC » complet et la réduction du platine est un axe de travail<sup>25</sup>.

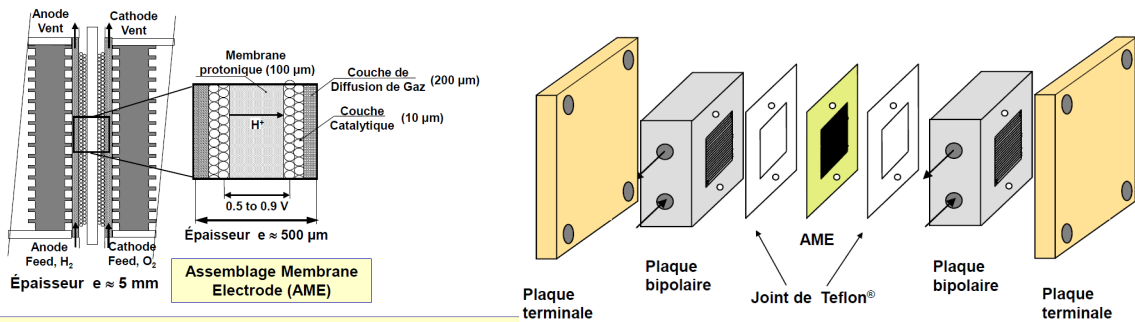
Les SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) ont une haute température de fonctionnement, de l'ordre de 800-

<sup>23</sup> Revue REE 2015

<sup>24</sup> Le concept de véhicule à combustion thermique utilisant de l'hydrogène au lieu de l'essence n'a pas d'intérêt ni sur le plan économique, ni même sur le plan climatique dès lors que l'hydrogène est produit par vaporeformage.

<sup>25</sup> PSA estime que la réduction de la quantité de platine aura ses limites : aujourd'hui, on sait faire des membranes à 0,8 g platine par kW, mais on récupère le platine des piles usagées. En dessous de 0,3 g/kW, on ne pourra plus le faire. Aujourd'hui, l'état de l'art se situe à des performances de 0,7-0,8 W/cm<sup>2</sup> avec 0,6 mg de platine par cm<sup>2</sup>. Le cahier des charges des industriels de l'automobile vise 1 W/cm<sup>2</sup> avec le moins de platine possible (idéalement 0,1-0,2 gPt/kW).

900°C, leur rendement électrique est supérieur à 50 % et elles fonctionnent sans catalyseur à base de métaux nobles comme le platine. Elles sont privilégiées pour les applications stationnaires. Enfin, les PAC nécessitent un hydrogène très pur, qui est obtenu directement dans le cas de l'électrolyse mais nécessite une purification dans le cas du vaporeformage.



Représentation schématique d'une cellule élémentaire de Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)

Représentation schématique d'un cœur de PEMFC

L'application phare des études prospectives est l'usage de l'hydrogène comme source d'énergie pour des véhicules électriques, sur la base d'une consommation d'environ 1 kg H<sub>2</sub> pour 100 km<sup>26</sup>, mais elle souffre de quelques handicaps aujourd'hui :

- La pile à combustible coûte près de 500 € par kW de puissance, donc environ 50 000 € pour une voiture de gamme premium tout hydrogène ;
- L'hydrogène étant très léger (0,1 g/litre), son stockage dans le véhicule ne peut se faire que sous haute pression (350 ou 700 bar) dans un réservoir en matériaux composites. Le CEA indique qu'à 700 bar, il faut 95 kg de réservoir pour stocker les 5 kg de H<sub>2</sub> qui vont permettre l'autonomie de 500 km recherchée<sup>27</sup>. Le coût du réservoir est estimé à environ 3000 € ;
- Le réseau de distribution de l'hydrogène est onéreux (cf. chapitre 3.4 Stockage/distribution) ;
- Le coût d'une station-service est variable mais les chiffres cités vont de 300 k€ pour du 350 bar privatif de faible capacité à environ 1 M€ pour des stations 700 bar ouvertes au public.

Les pistes de travail pour réduire les coûts sont les suivantes :

- Baisser le coût de l'électrolyse<sup>28</sup> (voir § 3.3.2) en augmentant la taille, le rendement, ...
- Baisser le coût des PAC : d'après l'AFHYPAC la division dans un facteur 10 du coût des PAC de type PEMFC pour véhicule (passer de 500 €/kW en 2010 à 50 €/kW en 2020, ramenant le prix de la PAC d'un véhicule à moins de 5 000 €) est plausible en 2030 en raison des progrès technologiques et des effets de série. L'étude McKinsey de 2010 envisage aussi une telle évolution sur une période de 10 ans. Le département de l'énergie américain (DoE) publie régulièrement des actualisations de coûts de PAC si elles étaient avec les moyens actuels

<sup>26</sup> L'expérience du véhicule électrique montre que 1 km nécessite environ 0,2 kWh pour un véhicule type ZOE. Un kg de H<sub>2</sub> est susceptible de produire 33 kWh x 0,7 (rendement) = 23 kWh, soit un peu plus de 100 km. Selon les caractéristiques techniques, la Mirai peut couvrir jusqu'à 300 miles (480 km) avec environ 5 kg d'hydrogène. Source, <http://pressroom.toyota.com/releases/2016+toyota+mirai+fuel+cell+product.download>.

<sup>27</sup> Le guide ADEME sur la sécurité indique « qu'un système de stockage de 6 kg H<sub>2</sub> à 70 MPa occupe un volume inférieur à 260 litres »

<sup>28</sup> Ce qui est la piste à terme puisque l'hydrogène produit par vaporeformage produit autant de CO<sub>2</sub> que l'essence

produites en grande série. Il considère que la valeur cible réaliste est 45 \$/kW actuellement et 30 \$/kW à terme ;

- Capitaliser sur les développements déjà lancés sur le véhicule électrique, dès lors que le véhicule à hydrogène est un véhicule électrique dans lequel la batterie est remplacée par un réservoir d'hydrogène et une pile à combustible.

### 3.5.3.2 Analyse économique et écologique du véhicule grand public à hydrogène

2030 est l'horizon raisonnable d'analyse, ménageant un délai pour une baisse de coûts, mais sans être déconnecté des orientations concrètes à prendre dans un futur proche.

L'AIE a conduit une étude qui montre que le coût à la pompe serait d'environ 2 \$ par équivalent de litre d'essence (lge = liter per gasoline equivalent) en 2030<sup>29</sup>.

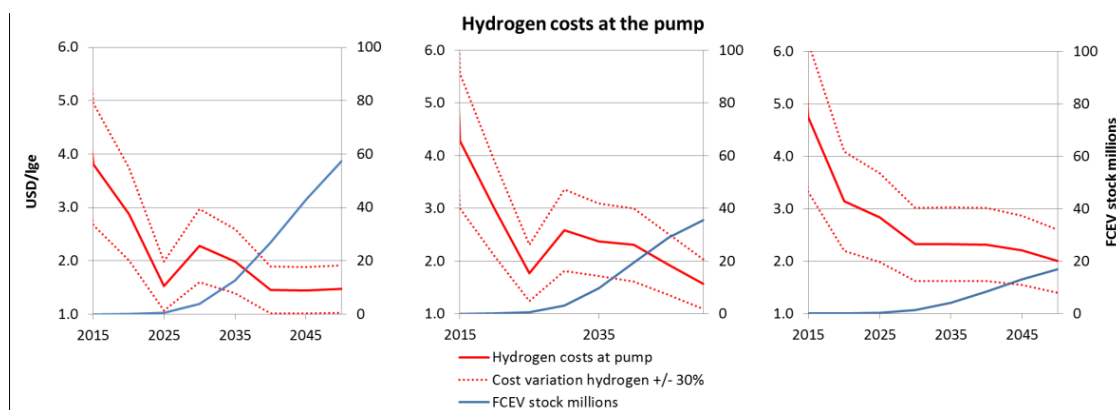


Tableau 16. Source AIE (Hydrogen Roadmap – Status and next steps, 2014). de gauche à droite USA – EU4 - Japon

Dans ces conditions, hors amortissement du véhicule, le prix de revient du kilomètre est de l'ordre de 0,1 €/km avec l'hydrogène, chiffre très voisin de celui des véhicules essence ou diesel (et très supérieur aux 0,025 €/km du véhicule électrique à batterie). Pour le coût complet de possession (TCO, total cost of ownership) par kilomètre, l'étude AIE conduit pour l'Europe en 2030 à :

- 0,255 \$/km pour le véhicule à essence,
- 0,23 \$/km pour le véhicule électrique hybride rechargeable
- 0,215 \$/km pour le véhicule électrique à batterie.
- 0,275 \$/km pour le véhicule à hydrogène,

Ces chiffres conduisent à un surcoût annuel de 200 à 600 \$ pour 10 000 km/an entre le véhicule à hydrogène et les autres véhicules. On se reportera à l'annexe 7 pour plus de détails.

Les comparaisons purement économiques entre les différentes motorisations doivent être nuancées par la prise en compte des externalités négatives évitées par l'hydrogène énergie, notamment le surcoût CO<sub>2</sub> et les particules fines et ultrafines.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> Ce qui correspond à environ 10€/kg

<sup>30</sup> La norme Euro6 limite la masse de particules fines (plus de 1µ) au m<sup>3</sup> mais ne prend pas en compte les particules ultrafines qui rentrent dans les poumons de manière irréversible.

En termes de prise en compte du CO<sub>2</sub>, l'hydrogène produit par vaporeformage (qui dégage 10 kg CO<sub>2</sub> par kilogramme H<sub>2</sub><sup>31</sup>), a quasiment le même bilan CO<sub>2</sub> que le véhicule à essence<sup>32</sup>. Il faut recourir à des techniques plus onéreuses (électrolyse ou vaporeformage avec captage et séquestration du carbone) pour avoir un bilan CO<sub>2</sub> positif de l'hydrogène. Une valorisation au prix tutélaire de 100 €/tonne de CO<sub>2</sub> évitée ne parvient pas à compenser le surcoût TCO du véhicule.

La prise en compte des émissions de particules est plus complexe car elle dépend fortement des conditions d'utilisation du véhicule en milieu urbain dense ou interurbain. Le rapport France Stratégie de février 2014<sup>33</sup>, antérieur à la norme Euro 6, fournit des valeurs tutélaire de la pollution qui vont de 0,005 à 0,2 € par kilomètre suivant le carburant et le lieu d'utilisation. La fourchette haute des valeurs tutélaire de la pollution (2000 €/an pour 10 000 km) compense largement le surcoût entre le véhicule à hydrogène et le véhicule à essence. Toutefois les kilomètres parcourus ne sont pas en totalité en milieu urbain dense.

La prise en compte du CO<sub>2</sub> et de la pollution par particules rend donc compétitif le véhicule à hydrogène par rapport au véhicule à essence, mais pas nécessairement face aux autres modèles (véhicule hybride rechargeable) sachant que tous ces écarts sont dans la zone d'incertitude des calculs à l'horizon 2030.

Le graphique suivant (fourni par Air Liquide et présent dans plusieurs études) positionne les différents modes de mobilité, en donnant une large place à l'hybride (note du Centre d'analyses stratégiques de 2011). On notera enfin des tendances dégagées des entretiens :

- Un regard mitigé de trois grands industriels auditionnés (Valeo, Daimler et Toyota) sur le Range Extender H2 par rapport au Full power H2<sup>34</sup> ;
- L'avantage d'un temps de recharge (5 min) comparable entre VEH2 et ICE au lieu des 45 min pour le VE à batterie ;
- Le fait que si l'hydrogène se généralise pour les véhicules, la norme sera clairement du 700 bar et que le passage de 350 à 700 bar serait assez onéreux pour les bornes.

<sup>31</sup> Chiffre couramment trouvé dans la littérature. Une mole de CH<sub>4</sub> pour 4 mole de H<sub>2</sub> conduit à 5,5 kg CO<sub>2</sub>/ kg H<sub>2</sub>, et il faut ajouter la chaleur de combustion nécessaire (qui, produite avec du méthane avec un rendement de 100%, ajouterait 1,3 kg CO<sub>2</sub>), la compression et le transport par camion citerne.

Le CCS est souvent cité, mais il renchérit considérablement le coût donc nécessiterait de nouveaux calculs et n'est de toutes façons pas une solution pérenne (on ne peut pas stocker indéfiniment du CO<sub>2</sub>). Par ailleurs plusieurs projets CCS ont été abandonnés.

<sup>32</sup> Un kilomètre nécessite 0,01 kg d'hydrogène donc 100 g CO<sub>2</sub>, alors que les véhicules neufs avaient en 2014 un taux de 115 g CO<sub>2</sub>/km selon le CCFA, et que l'UE impose un objectif réglementaire de 95 g/km en 2021

<sup>33</sup> Rapport du Commissariat général à la Stratégie et à la Prospective : Valorisation de la pollution atmosphérique dans le

Tableau 13 : Valeurs tutélaire pour le transport routier (émissions dues à la combustion et à l'usure pour les PM)

€/2010/100 véh.km	Urbain très dense	Urbain dense	Urbain	Urbain diffus	Interurbain
VP	15,8	4,3	1,7	1,3	0,9
VP diesel	20,4	5,5	2,2	1,6	1,1
VP essence	4,5	1,3	0,6	0,5	0,5

calcul socioéconomique

<sup>34</sup> Commentaire : le RE H2 nécessite 2 sources d'alimentation (électricité et hydrogène) assez contraignantes pour l'utilisateur (donc source de rejet du produit), ce qui est moins le cas pour un véhicule hybride rechargeable qui aurait l'essence largement à titre de secours.

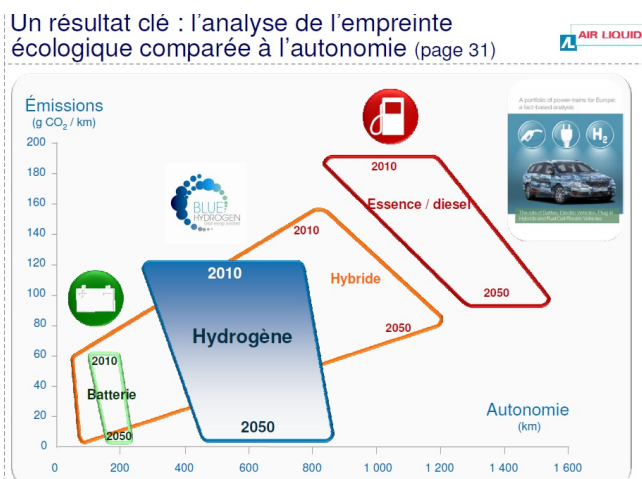


Tableau 17. Emissions de CO<sub>2</sub> et autonomie des différents types de véhicules. Source Air liquide

L'aspect sécurité déjà évoqué précédemment est particulièrement important dès lors qu'on abordera un usage grand public avec des matériels à 700 bar. Le vieillissement des réservoirs et des systèmes de raccords entre équipements devra notamment faire l'objet d'une attention particulière (voir § 3.6 sur sécurité et réglementation).

L'hydrogène mobilité garde un volet indéniablement positif sur la balance commerciale. Un parc de 3 millions de véhicules à hydrogène (full power) éviterait presque 20 millions de barils<sup>35</sup> de pétrole par an (1,3 Md €/an). Ce volet balance commerciale, couplé à l'indépendance énergétique est sans doute la raison majeure de l'engagement du Japon sur l'hydrogène<sup>36</sup>.

### 3.5.3.3 Des évolutions rapides tirées par le haut de gamme

Le marché du véhicule haut de gamme ne répond pas majoritairement à des critères économiques et on a effectivement pu voir des véhicules électriques comme la Tesla S (55 000 véhicules vendus en 2014) ou les Porsche électriques avoir un certain succès relayé par les médias<sup>37</sup>. Tesla prévoit déjà la mise sur le marché d'un véhicule moyenne gamme.

D'un prix de plus de 50 000 €, 1 500 exemplaires de la Mirai (Toyota) tout hydrogène ont été vendus pour le seul Japon en 6 mois depuis décembre 2014 et Toyota prépare le déploiement mondial.

Il importe donc de relativiser toutes les projections basées sur de simples considérations économiques, la montée en série gage de baisse des coûts pouvant résulter d'une part de percées technologiques significatives des équipements du segment premium et d'autre part de stratégies des constructeurs développant de plus en plus une même plate forme pouvant accueillir indifféremment les différentes motorisations.

### 3.5.3.4 Autres applications dans le domaine de la mobilité

<sup>35</sup> La consommation de pétrole pour les transports est de 46,5 Mtep, dont 80,6% pour la route, ceci pour 38 M véhicules. Ce qui correspond à environ 1 tep (6,3 barils) par véhicule et par an, soit un peu plus de 400 €. Un calcul sur la base de 12000 km/an à 0,1 l pétrole/km donne un résultat voisin.

<sup>36</sup> Le Japon prévoit d'importer du hydrogène à moyen terme, ou de le produire localement à partir de produits hydrogénés importés

<sup>37</sup> Que ce soit en Europe où même en France, l'analyse des contributions des "influenceurs" automobiles sur la période fin novembre à fin mai (6 mois glissants) montre que sur Internet, la Tesla Model S est le véhicule électrique qui accapare l'attention. En Europe, un tiers des conversations qui parlent de véhicules électriques sont consacrées à la Tesla Model S (32%) ; en France c'est pratiquement un quart des conversations qui la concernent (23%). TNS a cartographié les 3000+ espaces digitaux (blogs, magazines en ligne...) les plus influents de l'industrie automobile en Europe (France, Royaume-Uni, Espagne, Allemagne). TNS suit en continu les conversations de ces prescripteurs afin de dégager les grandes tendances conversationnelles. (source Autoactu.com)

Si le marché du véhicule grand public (moyen / bas de gamme) est très sensible à l'équation économique, d'autres créneaux peuvent accepter un surcoût pour des raisons de commodité d'emploi ou d'image, voire de réglementation en zone urbaine dense. Le marché du véhicule utilitaire et des flottes captives reste une piste à explorer :

- une seule station de recharge peut alimenter une ou plusieurs flottes, grâce à un temps de recharge court<sup>38</sup>. Des bornes publiques installées dans des grandes villes peuvent encourager des entreprises locales à convertir leur flotte captive à l'hydrogène ;
- une réglementation sévère en ville peut rendre difficile l'usage de véhicules diesel, dans un contexte où le véhicule électrique à batterie n'offre pas forcément l'autonomie souhaitée. Il conviendra toutefois que de telles réglementations soient précédées d'études d'impact suffisamment robustes.

**Les VUL** (Véhicules utilitaires légers) représentent environ 15 % du parc automobile, et beaucoup rayonnent dans une zone prédéfinie souvent urbaine. Ce sont de bons candidats pour le véhicule électrique mais l'autonomie limitée peut devenir un handicap que peut surmonter la motorisation à hydrogène. La Poste a déployé un réseau de véhicules électriques (Kangoo ZE) donnant en général satisfaction dès lors que l'autonomie coïncidait à la tournée quotidienne du facteur. Elle a expérimenté (à Dôle<sup>39</sup>) des VE hybrides à hydrogène qui permettent d'effectuer plusieurs tournées par jour grâce à une recharge rapide. La meilleure rotation des véhicules peut compenser le surcoût du véhicule à hydrogène. Un autre projet vient (avril 2015) de se concrétiser à Grenoble avec une vingtaine de Kangoo impliquant les sociétés Symbiocell et McPhy.

**Les bus** : les municipalités commencent à déployer des bus à H<sub>2</sub> en ville (projet Businova, à Albi...), montrant ainsi leur engagement vers la mobilité verte. A Hambourg, une station de recharge gérée par Vattenfall et alimentée par de l'électrolyse alimente sept bus urbains à hydrogène.

**Les chariots élévateurs** : dans les centres de manutention, ils constituent le marché de niche de référence sur le créneau de l'hydrogène car ils ne dégagent pas de pollution et sont rechargeables en quelques minutes alors que des échanges (et a fortiori des recharges) de batteries auraient été plus pénalisants, et que des moteurs thermiques ne sont guère envisageables en milieu fermé. IKEA ou FM Logistic (Neuville-aux-Bois, Orléans) ont mis en place quelques dizaines de chariots élévateurs à hydrogène en France tandis que plusieurs milliers sont déjà utilisés aux États-Unis/ Canada.

**Les engins aéroportuaires** : Airparif (juillet 2013) indique que la somme des émissions aéroportuaires franciliens représente 1,6 Mt eqCO<sub>2</sub> et que 17 % sont émises par les APU (Auxiliary Power Unit) et GPU (Ground Power Unit) soit 0,272 Mt eqCO<sub>2</sub> en 2010. Pour Roissy seul (1,22 Mt eqCO<sub>2</sub>) les émissions liées aux APU et GPU représenteraient ainsi 0,207 Mt eqCO<sub>2</sub> en 2010.

L'équipement en véhicules tout hydrogène des engins au sol des infrastructures aéroportuaires est une niche potentiellement très prometteuse : selon les dernières prévisions de marché de Boeing, publiées le 11 juin 2015 la flotte mondiale d'aéronefs commerciaux, aujourd'hui de 21 600, devrait atteindre 43 560 en 2034, ce qui représente un potentiel exceptionnel sur longue période. On notera enfin que les infrastructures aéroportuaires sont bien sûr attenantes aux agglomérations et peuvent permettre de valoriser (cf chapitre ci-après) l'expérimentation d'une économie H<sub>2</sub> tous usages en zone agglomérée dense.

**Avions et navires** On peut citer les exemples d'avion (projet Antares DLR-H2 en Allemagne) ou de bateaux (projets NavHybus, Most'H, SHyPER subventionnés par l'ADEME).

### 3.5.3.5 Le marché de l'embarqué

A plus court terme, il existe enfin un certain nombre de marchés de niche : le couple réservoir à hydrogène + pile à combustible peut remplacer les batteries pour un certain nombre de produits qui ont besoin d'une large autonomie dans des lieux non connectés :

<sup>38</sup> éventuellement avec un stockage à 350 bar moins onéreux, encore que ce choix du 350 bar pose question.

<sup>39</sup> les VEB ne permettraient qu'une tournée réduite surtout en hiver avec le chauffage



- Mobilité embarquée : forces tactiques, ordinateurs portables, équipements médicaux à embarquer dans des avions pour des personnes malades, ou même l'alimentation des fonctions de confort (climatisation/ chauffage, éclairage...) à l'intérieur des avions ;
- Stationnaires comme les stations radio pour les relais GSM dans des zones isolées<sup>40</sup>.

### 3.5.4 Les usages de l'hydrogène dans le secteur énergétique (P2P, P2G, cogénération).

La transition énergétique fait naître de nouveaux usages énergétiques de l'hydrogène. En particulier, l'hydrogène est un des moyens de stocker l'électricité pendant les périodes de surproduction .

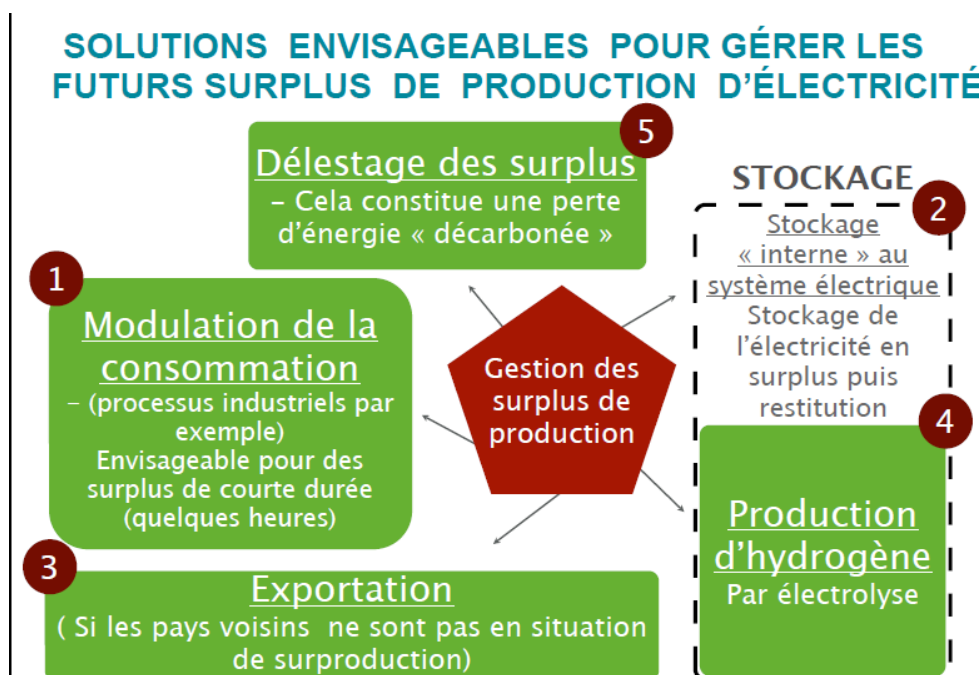


Tableau 18. Source Colloque Sénat novembre 2014 AFHYPAC

Le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène ne préjuge pas de la forme qu'il prendra pour la consommation finale de son contenu énergétique (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, chaleur, électricité..):

- > le gaz produit peut faire l'objet de stockage tampon dans certaines configurations afin de pouvoir équilibrer le fonctionnement dans le temps,
- > Il peut être injecté dans le réseau public de distribution ou de transport de gaz, créant ainsi un couplage entre les différents réseaux et vecteurs énergétiques (Power to Gas),
- > Il peut aussi être valorisé par un industriel pour ses besoins de process ou par une station service,
- > enfin l'hydrogène (ou le CH<sub>4</sub>) peut être stocké in situ pour être ensuite utilisé afin de produire de l'électricité à l'aide d'une pile à combustible (Power to Power).

<sup>40</sup> Dans le cadre de la mise en service du réseau GSM-Rail sur la ligne TGV Paris Bordeaux, la SNCF installe des piles à combustible pour alimenter les sites radio avant qu'ils ne soient raccordés au réseau EDF.

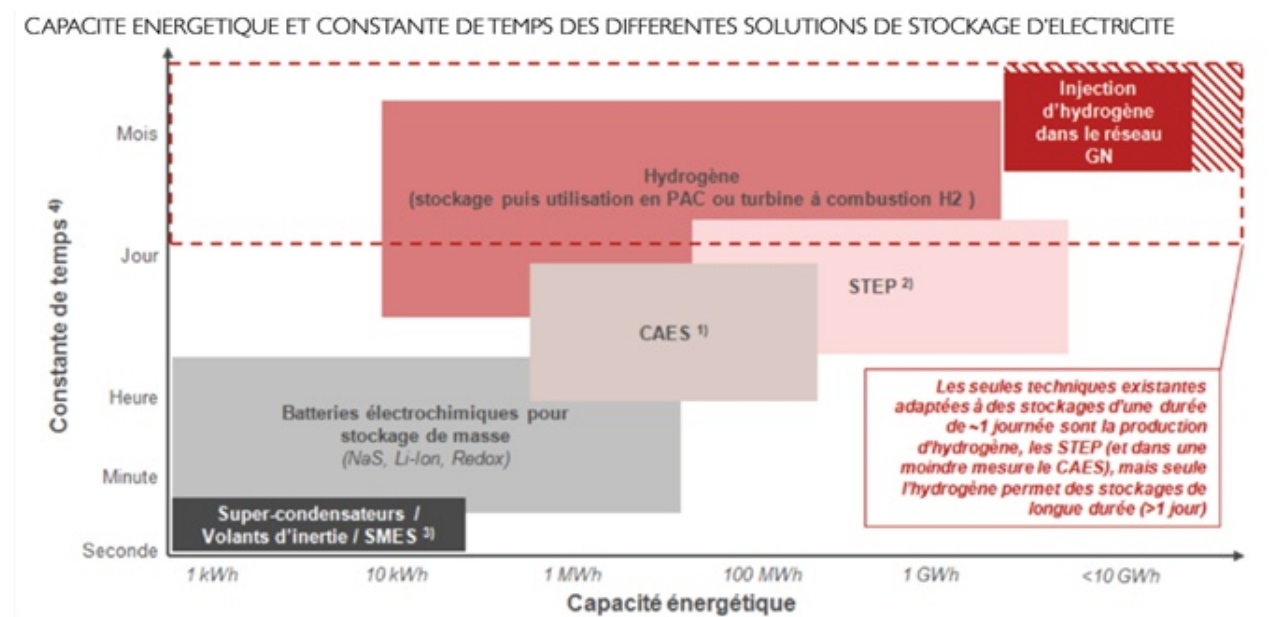
### 3.5.4.1 Power to Gas (P2G)

Le principe est de fabriquer de l'hydrogène par électrolyse et de l'injecter dans le réseau de gaz, soit directement, soit après méthanation (voir § 3.4.1). Ce concept a fait l'objet d'une étude (E&E, Hespul, Solagro, septembre 2014) cofinancée par GRTgaz, GRDF et l'ADEME.

L'hydrogène est une réponse complémentaire aux STEP pour ce stockage de longue durée allié à une forte réactivité : le Power to Gas, dans un contexte où le potentiel des STEP est non extensible, est une des technologies les plus adaptées pour permettre l'intégration d'une part croissante d'EnR intermittentes dans le mix énergétique futur.

La possibilité d'injecter l'hydrogène dans le réseau gazier démultiplie considérablement la capacité de stockage par rapport à celles envisageables sur le réseau électrique (plus de 100 TWh envisageables contre moins de 1 TWh pour les moyens conventionnels comme les STEP ou les batteries). Les bénéfices économiques peuvent être néanmoins amoindris dans le cas d'un fonctionnement intermittent, qui réduit le facteur de charge.

La quantité de H<sub>2</sub> injectable est limitée actuellement à quelques pourcents pour diverses raisons (sécurité, fuites, compatibilité avec les équipements utilisateurs...). Cette limite pourrait être contournée en convertissant l'hydrogène en méthane.



1) « Compressed Air Energy Storage » : Stockage d'Énergie par Air Comprimé

Station de transfert d'énergie par pompage - De l'eau est pompée dans un réservoir haut, puis turbinée pour régénérer l'électricité, sur le même principe qu'un barrage hydroélectrique

2) « Superconduction magnetic energy storage » = Stockage d'énergie par supraconducteurs - A très basse température, les matériaux supraconducteurs permettent de stocker de l'électricité dans des boucles, le courant pouvant y tourner indéfiniment puisque soumis à aucune perte.

3) La constante de temps d'un stockage est égale au ratio « Capacité énergétique / Puissance maximale » du stockage. Elle caractérise le temps mis par un stockage pour se vider (ou se charger) entièrement lors d'un fonctionnement à puissance maximale. Son unité est une unité de temps (le plus souvent, l'heure)

4) En particulier avec injection réseau

**Tableau 19. Comparaison de différents moyens de stockage de l'énergie – source, Areva**

Le Power to Gas peut contribuer significativement à la transition énergétique des prochaines décennies : l'intégration massive de sources d'énergies renouvelables intermittentes (éolien, photovoltaïque principalement) dans les systèmes électriques implique des périodes de plus en plus importantes durant lesquelles la production dépassera la demande et inversement, appelant des



capacités de stockage/déstockage massives. Des démonstrateurs sont en cours de développement en France.

#### Deux projets de Power-to-Gas en France

GRTgaz a décidé d'implanter un démonstrateur de Power-to-Gas sur la plate-forme industrielle du port de **Fos-sur-Mer**. L'objectif est de produire du méthane de synthèse, un équivalent du gaz naturel, à partir des surproductions d'électricité sur le réseau de RTE (Réseau de transport électrique), en particulier dues aux énergies renouvelables.

Le système consiste à réaliser une électrolyse de l'eau afin de produire de l'hydrogène. Cet hydrogène est ensuite couplé à du dioxyde de carbone pour obtenir du méthane. Celui-ci est ensuite injecté dans le réseau gazier. Ce projet, baptisé Jupiter 1000, devrait entrer en service en 2018.

Soutenu par l'ADEME, le projet GRHYD (gestion des réseaux pour l'injection d'hydrogène) lancé à **Dunkerque** en janvier 2014 vise la production d'hydrogène à partir d'électrolyse PEM et surtout à tester l'injection hydrogène en réseau de distribution. Une valorisation en carburant pour des bus est aussi prévue. L'objectif de ce projet est d'évaluer et de valider la pertinence d'une nouvelle source énergétique composée d'un mélange d'hydrogène et de gaz naturel. Ce projet de stockage d'énergie *via* l'hydrogène vise à transformer en hydrogène l'électricité issue d'électricité éolienne et produite en dehors des périodes de consommation, pour la valoriser *via* les usages du gaz naturel (chauffage, eau chaude, carburant, etc.).

Un nouveau quartier d'environ 200 logements sera alimenté dès 2016 par un mélange d'hydrogène et de gaz naturel, dans des proportions d'hydrogène variables et inférieures à 20% en volume, dans une commune de la Communauté Urbaine de Dunkerque. Les excédents de production serviront à produire de l'hydrogène qui sera stocké puis distribué selon les besoins.

En matière d'électrolyse, la technologie PEM est la plus adaptée au stockage des énergies renouvelables. Elle offre une haute réactivité et peut mieux faire face à un fonctionnement intermittent que la technologie alcaline :

- > de 0 à la puissance nominale en quelques secondes,
- > des rendements au moins équivalents à ceux de l'alcalin.

La technologie peut permettre de très importantes perspectives de réduction de coût grâce à :

- > à isorendement, des réductions de CAPEX dues à l'augmentation de la taille des cellules et à l'augmentation des densités de courant,
- > une maintenance réduite due à l'absence d'un électrolyte corrosif.

Afin de pouvoir injecter le gaz dans les réseaux, il peut être nécessaire de monter le gaz au niveau de pression requis (typiquement cinq bar pour le réseau de distribution et entre 20 et 60 bar pour le réseau de transport). Certaines configurations avec des électrolyseurs sous pression demanderont peu ou pas de compression des gaz.

Les rendements affichés par l'étude HESPUL GRTgaz sont de 80 % actuellement pour la production d'hydrogène par électrolyse (70 % pour l'électrolyse suivie de méthanation) et 85 à 90 % en 2030 (80 % pour méthanation).

Néanmoins, concernant les performances économiques, l'étude HEPsul GRTgaz<sup>41</sup> conclut en ces termes :

« Actuellement, la filière hydrogène, avec un coût de production aux environs de 100 €/MWh, se situe dans la fourchette des tarifs d'achat du biométhane (entre 45 €/MWh à 125 €/MWh, selon la taille de l'installation et les produits méthanisés). Son coût reste néanmoins près de 3 fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel. ...

En 2030, la filière hydrogène resterait environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel fossile selon les évolutions estimées par l'AIE (34 €/MWh PCS), et le méthane entre 2,8 et 4 fois en fonction de la technologie et de la valorisation ou non des co-produits. »

L'avenir du P2G apparaît donc incertain à la mission jusqu'en 2030.

L'étude AIE déjà citée donne le coût d'abattement de la tonne de CO<sub>2</sub> ainsi que le coût du Power to Power, un peu plus favorable et détaillé ci-après.

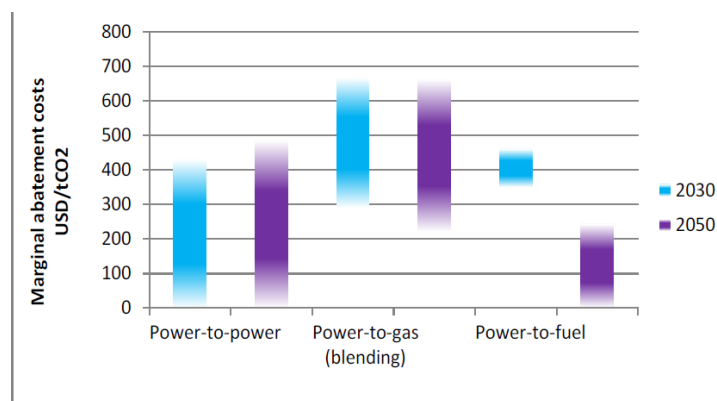


Tableau 20. Coût d'évitement de la tonne de CO<sub>2</sub> dans le P2G et le P2P. Source AIE

#### 3.5.4.2 Power to Power (P2P) et cogénération.

On peut aussi chercher à produire de l'électricité avec l'hydrogène produit et stocké pendant les périodes de surproduction (voir en annexe 9 l'exemple de la station MYRTE en Corse).

Les conclusions de l'étude sur le P2G sont généralisables pour la production d'électricité par des centrales à gaz, mais l'hydrogène peut peut-être être mieux valorisé en refabriquant de l'électricité par une pile à combustible. La référence de prix est alors le prix du kWh électrique.

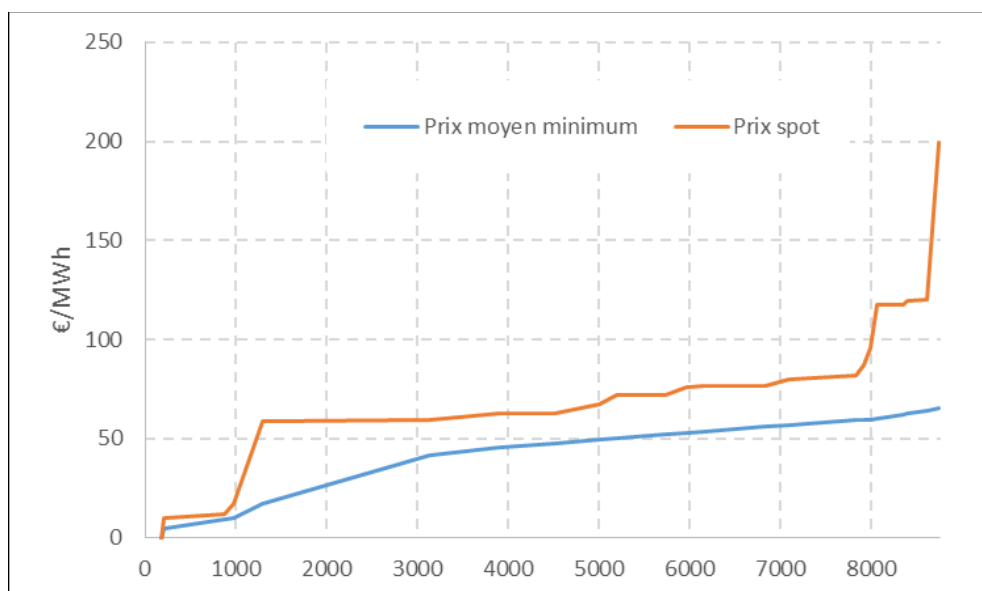
On peut reprendre les hypothèses intermédiaires de l'étude ADEME/GRTgaz/GRDF sur les coûts de production de l'hydrogène (sachant que 1 kg H<sub>2</sub> = 39 kWh PCS<sup>42</sup>)

Une composante importante du coût de production par électrolyse est le prix de l'électricité consommée. Ce prix fluctue dans le temps. Il est possible d'établir des courbes rangeant par ordre croissant ces prix de l'électricité en fonction du nombre d'heures où ces prix sont valides.

Les courbes ci-après permettent de dire pendant combien d'heures l'électricité est disponible et à quel prix (sans préciser à quels moments).

<sup>41</sup> Cette étude fait l'hypothèse d'un mix 2030 composé de 51 % d'EnR variables, ce qui paraît élevé en France en comparaison de la loi TECV qui fixe la part des EnR à 23 % des consommations finales brutes d'énergie à la même date.

<sup>42</sup> PCS pouvoir calorifique supérieur, prenant en compte la chaleur de condensation de la vapeur d'eau, ou encore 140 MJ. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI), sans récupération de cette chaleur, est de 33,3 kWh ou 120 MJ.



**Tableau 21. Exemple de monotone de prix spot et de prix minimum moyen:**  
Source interprétations et calculs E&E Consultant d'après diverses études

A l'horizon 2030, avec une hypothèse d'un hydrogène à 2,5 €/kg (dont 1,5 € lié à l'amortissement de l'électrolyseur et 1 € d'achat d'électricité excédentaire), l'électricité produite aurait un coût de 120 €/MWh électrique<sup>43</sup>, et ne pourrait être vendue sur le marché, dans le cas d'un stockage massif à l'échelle nationale, qu'un petit nombre d'heures dans l'année (cf. graphique prix spot ci-dessus). L'intérêt du stockage de longue durée subsiste néanmoins à des échelles de territoires plus réduites (échelle régionale notamment) grandes productrices d'EnR électriques susceptibles de générer plus fréquemment des déséquilibres production locale/consommation. Enfin on peut envisager des mini centrales d'hydrogène proches des habitations qui valorisent la chaleur produite lors de la production d'électricité (par la pile à combustible) : c'est le principe de la cogénération, qui pourrait conduire à des unités de production d'électricité + chaleur au voisinage des villes, servant ainsi au chauffage urbain collectif.

### 3.5.5 Une approche holistique de combinaison des usages.

Des synergies existent entre P2G, P2P, VEH2, et applications destinées à l'embarqué. Les points sur lesquels on peut espérer des gains sont surtout la distribution et le transport, par exemple en plaçant un électrolyseur près d'une source d'énergie renouvelable (économisant ainsi le TURPE -tarif d'usage des réseaux publics d'électricité) ou près d'une centrale de chauffage urbain, et en installant une borne à hydrogène pour véhicules. Ces configurations ne sont pas forcément généralisables, mais peuvent justifier certains projets à l'échelle de zones agglomérées.

La mission n'a pu chiffrer les synergies correspondantes.

## 3.6 Sécurité, réglementation

### 3.6.1 Sécurité

<sup>43</sup> investissement PAC de 50 €/kW, rendement de 70%, fonctionnement 1000 h/an → 120 €/MWh (110 € liés au coût du kg de H2 + 10 € d'amortissement de la PAC) hors frais de compression et TURPE.

L'hydrogène présente des propriétés spécifiques (voir § 3.1) qui ont une influence notable sur la sécurité :

- gaz non toxique ;
- gaz incolore et inodore, non facilement identifiable ;
- gaz très léger, donc se dispersant rapidement en milieu ouvert, mais s'accumulant dans les parties hautes des milieux fermés ;
- molécule H<sub>2</sub> de très petite taille, ce qui exige un soin particulier pour assurer l'étanchéité des canalisations ou réservoirs ;
- grande densité énergétique (dégagement de 120 MJ par kilogramme d'hydrogène brûlé<sup>44</sup>), donc combustion vive dans l'air pouvant donner lieu à explosion (cf. tableau ci-dessous) ;
- combustion avec flamme très peu visible.

Le tableau ci-dessous montre que l'hydrogène s'enflamme et explose plus facilement que le propane et le méthane.

Propriétés	Unités	Hydrogène	Propane	Méthane
Domaine d'explosivité	% volumique	4 - 75	2 – 10	5 - 15
Énergie minimale d'inflammation	μJ	20	250	290
Température d'auto-inflammation	°C	585	480	540
Vitesse de combustion	cm/s	265-325	30-40	40

**Tableau 22. Domaine d'explosivité de H<sub>2</sub> dans l'air, comparé au propane et au méthane (d'après documents AFHYPAC et ADEME)**

Les questions de sécurité sont à considérer aux différentes étapes :

- production, notamment par électrolyse locale,
- stockage (gaz sous pression ou hydrure solide), stationnaire ou mobile,
- transport par canalisation ou par camion,
- additif au gaz naturel (production de chaleur ou moteur thermique),
- production d'électricité par pile à combustible, fixe ou sur véhicules (voire dans les avions ou les trains).

Elles sont liées aux propriétés de l'hydrogène évoquées plus haut, et aussi à la pression et à la température régnant dans certains éléments de la chaîne production-utilisation.

Un exemple d'analyse des risques est donné dans l'arbre des conséquences ci-dessous, dans le cas d'une fuite d'hydrogène.

<sup>44</sup> Ou encore 33,3 kWh ; Il s'agit du pouvoir calorifique inférieur (PCI), sans récupération de la chaleur de condensation de la vapeur d'eau. Le pouvoir calorifique supérieur tient compte de cette récupération et vaut 39 kWh soit 140 MJ.

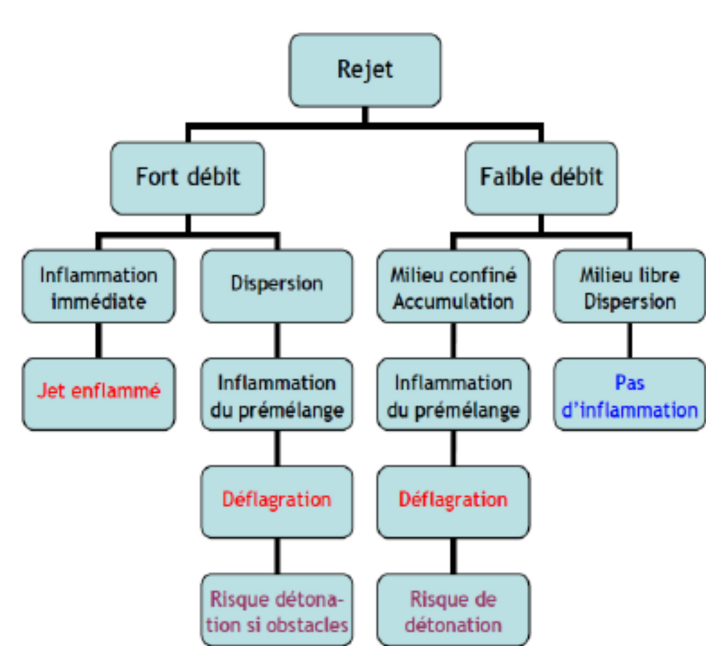


Tableau 23. Analyse des risques d'une fuite d'hydrogène -Source : CEA

L'hydrogène est produit, manipulé, transporté, stocké ou combiné avec d'autres molécules, depuis des décennies, dans l'industrie chimique et pétrochimique, et encadré par des règles de sécurité adéquates. Ainsi, en milieux industriels, les risques apparaissent maîtrisés (près de 60 millions de tonnes produites par an dans le monde) malgré l'accident important sur la raffinerie de la Mède du 9 novembre 1992, avec six morts et 37 blessés.

La question posée aujourd'hui est celle de la sécurité pour une utilisation décentralisée, dans de petites installations fixes ou mobiles, par de petites entreprises avec accès au grand public. L'industrie utilise de l'hydrogène à des pressions<sup>45</sup> en général entre 200 à 300 bar, alors que les véhicules à hydrogène emportent de l'hydrogène à 700 bar ; le mauvais entretien, une usure, ou des accidents de véhicules sont des facteurs de risque plus prégnants dans ces configurations nouvelles.

L'INERIS mène depuis une douzaine d'années des études de sécurité en relation avec l'hydrogène, mettant en évidence certains risques, et propose des solutions de prévention à tester. Il est évident que nous manquons de recul sur une utilisation dans la durée des matériels liés à l'hydrogène-énergie : vieillissement des composants ou des systèmes de sécurité, mais aussi comportement des acteurs « en routine », etc.

L'ADEME, avec la collaboration de l'INERIS et des industriels, a édité deux documents de bonnes pratiques sur la sécurité des installations de production décentralisée et sur les stations-service de distribution<sup>46</sup>.

Des exemples de mesures à prendre pour assurer la sécurité d'une pile à combustible fixe sont les suivants : prévention des fuites, des accumulations de gaz et de chaleur (requérant ventilation), des

<sup>45</sup> Nous utilisons, selon les errements habituels, le bar : 1 bar = 0,1 MPa

<sup>46</sup> Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène (juin 2015)  
Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène, juin 2015

suppressions, implantation des équipements en respectant une distance de sécurité, restrictions d'accès aux locaux, suivi de plusieurs paramètres (teneur en H<sub>2</sub>, pression, etc.) avec arrêt automatique et mise en sécurité si dépassement de seuil, maintenance et inspection régulières.

Les questions de sécurité sont un élément important de l'acceptabilité de l'hydrogène par le grand public. L'expérience des batteries montre que celui-ci est tout de suite largement sensibilisé aux incidents qu'il s'agisse de voitures ou d'aéronefs. Pour les particuliers, la voiture est un objet banal qui ne nécessite plus maintenant d'autre intervention hors entretien courant qu'à l'occasion du contrôle technique tous les deux ans : si l'usage de l'hydrogène devait apporter des contraintes spécifiques liées à la sécurité (lieu de stationnement, contrôle obligatoire de fuites éventuelles...), cela pourrait constituer une cause de rejet du produit.

Au demeurant, la sécurité de l'hydrogène est une question largement abordée au niveau international, comme en témoigne par exemple la 6e conférence internationale sur la sécurité de l'hydrogène, qui se tiendra à Tokyo en octobre 2015, incluant des thèmes tels que les piles à combustible ou les véhicules.

### 3.6.2 Réglementation

En France, il existe un corpus réglementaire sur l'hydrogène, dans le cadre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Comme l'a souligné l'OPECST dans son rapport de décembre 2013, cette réglementation a été élaborée pour l'utilisation industrielle de l'hydrogène et se révèle en bonne partie inadaptée à l'hydrogène vecteur d'énergie. La recommandation n° 2 de ce rapport est d'ailleurs intitulée : « Lever les freins à l'innovation d'ordre réglementaire ». Des associations de promotion de l'hydrogène, comme l'AFHYPAC ou Mission-H2, militent activement pour la mise au point d'une réglementation qui viserait explicitement les nouveaux usages de l'hydrogène<sup>47</sup>. Aujourd'hui, les promoteurs d'expérimentations et de démonstrateurs doivent recourir à des autorisations dérogatoires, souvent longues et délicates à obtenir.

Dans la réglementation des ICPE qui est entrée en vigueur le 1er juin 2015, l'hydrogène est concerné principalement par deux rubriques de la nouvelle nomenclature : rubrique 4715 : Hydrogène ; rubrique 3420 (issue de l'IED, la directive européenne sur les émissions industrielles) : fabrication en quantité industrielle par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques.

Cette réglementation apparaît comme trop contraignante par certains côtés et insuffisamment par d'autres côtés: dans la rubrique 4715, qui vise la quantité présente sur le site, le seuil d'autorisation est fixé à 100 kg d'hydrogène et donc les petites installations échappent à toute réglementation ; or des sites hébergeant quelques dizaines de kilogrammes d'hydrogène peuvent être à l'origine d'accidents et une réglementation allégée devrait manifestement être édictée. Selon les industriels, une norme française<sup>48</sup>, publiée en 2013, pourrait servir de socle technique à une réglementation des productions stationnaires de petite capacité ; dans la rubrique 3420 en revanche, le régime de l'autorisation prévaut dès le premier gramme produit, ce qui est excessif ; cette réglementation, issue de la problématique des risques chroniques en milieu industriel, est inadaptée à la production

<sup>47</sup> Pourquoi une réglementation adaptée à l'hydrogène énergie ? Rapport du groupe de travail HYPAC, avec participation de l'ADEME (2010).

<sup>48</sup> NF M58-003 : Installation des systèmes mettant en œuvre l'hydrogène.

décentralisée par électrolyse. Un régime de déclaration pourrait être créé pour les petites unités de production.

L'introduction de systèmes à hydrogène dans divers environnements (par exemple : électrolyseur ou PAC dans les ERP (établissements recevant du public), automobiles dans les parcs de stationnement souterrains, automobiles dans les tunnels, stations de ravitaillement en milieu fortement urbanisé, navires de commerce ou de transport de passagers) pose des questions de sécurité qui n'ont pas encore de réponse réglementaire adaptée.

Ainsi, suivant les pays, les normes en matière de distance de sécurité par exemple, lorsqu'une réglementation existe, sont peu harmonisées. La DGPR lors de l'entretien s'est déclarée désireuse de contribuer à cette harmonisation.

De même, la réglementation TMD (transport de matières dangereuses) n'est pas adaptée au transport d'hydrures solides stockant l'hydrogène (traitement par dérogation au cas par cas). Le transport en canalisation de l'hydrogène est traité dans la réglementation générale du transport de gaz.

Le développement d'une filière hydrogène ne peut se faire sans une adaptation réglementaire rapide, s'appuyant sur des textes européens<sup>49</sup> ou, à défaut, nationaux. Des travaux de recherche, indispensables pour élaborer ces documents, sont menés depuis plusieurs années au niveau européen avec la participation de l'INERIS. Cet institut a réalisé des études expérimentales et de modélisation sur les situations de fuite dans les automobiles, les systèmes de protection incendie des réservoirs haute pression, les mélanges gaz naturel et hydrogène, la stratification de l'atmosphère dans les espaces confinés, etc.

La mise au point d'une réglementation au niveau national se développe sous l'impulsion de la DGPR, conseillée par l'INERIS sur le plan technique et en associant les professionnels de la filière, à travers notamment l'AFHYPAC. Cette réglementation s'inspire notamment des travaux de recherche et des normes internationales<sup>50</sup> ou mises au point dans certains pays comme les États-Unis (avec le cas particulier de la Californie), le Canada (Canadian Hydrogen Installation Code), le Japon ou l'Allemagne. En France, l'AFNOR a créé une commission de normalisation : Technologies de l'hydrogène.

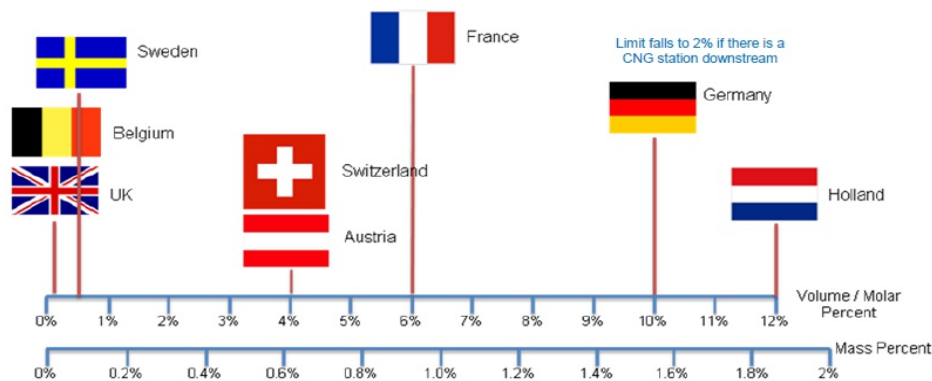
La DGPR a mis en place un groupe de travail (GTH2E) qui traite de la distribution de l'hydrogène dans les entrepôts et des stations-service privées ou publiques (y compris avec production locale d'hydrogène). Un projet d'arrêté du MEDDE visant l'alimentation en hydrogène de chariots élévateurs dans les ICPE (pour les cas relevant de la déclaration, selon la rubrique 4715) est en circulation. La rubrique 1435 qui traite de la distribution de tous carburants doit être complétée par un arrêté spécifique hydrogène.

<sup>49</sup> Il existe une réglementation européenne abondante sur l'hydrogène, notamment sur la production, le stockage et l'utilisation (y compris pour le TMD), ainsi que pour la réception des véhicules à hydrogène (règlement n° 79/209 du 14 janvier 2009, concernant la réception par type de véhicules à moteur fonctionnant à l'hydrogène).

<sup>50</sup> En particulier, le TC 197 de l'ISO (Technologies de l'hydrogène) et le TC 105 de l'IEC (Technologies des piles à combustible) ont produit chacun un lot de normes.

Pour ce qui concerne les risques dans les ERP, la DGSCGC<sup>51</sup> du ministère de l'intérieur est encore peu sollicitée et n'a pas élaboré de doctrine générale (piles à combustible dans les bâtiments, véhicules à hydrogène dans les parcs de stationnement souterrains).

Concernant l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel<sup>52</sup>, une réglementation devra s'imposer au niveau européen, compte tenu des échanges transfrontaliers existants. La question du taux d'admission d'hydrogène n'est pas traitée de façon identique dans tous les pays (figure ci-dessous) ; celle des fluctuations admissibles est tout aussi importante pour les utilisateurs. Des travaux de recherche et des expérimentations sont en cours (projet GRHYD).



**Tableau 24. Source : CEN-CENELEC workshop: Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCNG.**

Enfin, l'hydrogène dans l'air constitue une atmosphère explosive (ATEX) et la réglementation correspondante est applicable.

### 3.7 Panorama international

La mission a procédé à une comparaison de l'état des lieux entre différents pays sur la base des documents qu'elle a pu obtenir, en ligne ou par les services en poste à l'étranger.

Une annexe 8 regroupe les observations relatives au contexte, aux stratégies nationales, aux applications stationnaires et à la mobilité pour la France, l'Allemagne, le Japon, la Corée du Sud, les États-Unis (dont la Californie), la Chine, le Danemark. L'Union Européenne, l'Agence internationale de l'énergie et divers partenariats internationaux sont aussi présentés dans cette annexe, à laquelle le lecteur peut se reporter pour plus de détail.

#### 3.7.1 Contexte et stratégie

Un certain nombre d'États se sont pourvus de visions, stratégies à long terme et feuilles de route sur l'hydrogène, certaines restées sans suite, d'autres suivies avec vigueur. Les motivations sont diverses : flexibilité du vecteur hydrogène, sécurité énergétique, réduction d'émissions, développement d'une filière industrielle à des fins locales et/ou d'exportation. Les stratégies et feuilles de route se ressemblent souvent : R&D pour la résolution de problèmes techniques, la

<sup>51</sup> Direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises

<sup>52</sup> Il y a un siècle, le gaz de ville contenait une forte proportion d'hydrogène.



sécurisation, fiabilisation et l'abaissement des coûts, démonstrateurs, puis développement progressif du marché, avec une présence étatique importante pour l'amorçage (coordination, facilitations réglementaires, subventions, incitations) et une prise en main par le secteur industriel par la suite.

Le Japon fait figure de leader et poursuit depuis de longues années une stratégie intégrée de développement de la filière, tant en matière résidentielle (cogénération) qu'en matière de mobilité et de stockage, avec des échéances pour l'heure tenues et des objectifs à long terme; la décarbonation de l'économie n'est pas la priorité, l'hydrogène est décrit comme moyen d'efficacité et de stabilité, d'autonomie à terme, et aussi l'occasion de développements technologiques, économiques (y compris à l'export) et d'infrastructures significatifs.

La Corée du Sud est moins avancée que le Japon mais privilégie notamment le développement de piles à combustible et de véhicules, avec de fortes ambitions à l'export.

La démarche allemande est pour sa part tirée par le contexte de sa transition énergétique dite « Energiewende », et le recours de plus en plus important aux énergies renouvelables avec des impacts attendus des possibilités de stockage sur la stabilisation du réseau électrique. Les objectifs chiffrés sont volontaristes, avec un certain nombre de projets de démonstrateurs stationnaires. L'Allemagne met surtout un accent sur la mobilité avec la mise en place en avance d'une infrastructure de recharge rendant possible ensuite le déploiement de véhicules à hydrogène, dont le développement se poursuit par ailleurs.

### 3.7.2 Réglementation

Les comparaisons entre réglementations sont malaisées<sup>53</sup>. Il existe des réglementations et normes internationales, comme par exemple la Norme ISO TS 20100 relative aux points de ravitaillement et équipements de remplissage, dont la dernière version est restée à l'état de projet suite à un désaccord entre USA et Europe en 2011 sur les distances de sécurité (certaines distances de sécurité préconisées par le standard américain NFPA de protection au feu sont doubles de celles préconisées en Europe), mais qui fait consensus en Europe sauf au Royaume-Uni où le standard BCGA sur les gaz comprimés fait aussi état de distances de sécurité supérieures<sup>54</sup>. D'autres normes internationales existent comme la norme ISO 14687-2 relative à la pureté de l'hydrogène et la norme ISO 17268 relative aux connecteurs de véhicules.

Au niveau européen, différents textes pertinents pour la production d'hydrogène décentralisé ont été publiés<sup>55</sup> <sup>56</sup>. D'autres directives pertinentes sont la directive 2010/75/UE dite "IED" relative aux émissions industrielles, et la directive dite "AFI" sur les infrastructures de carburants alternatifs.

### 3.7.3 Propriété intellectuelle

Une revue de 2012 sur les brevets relatifs aux piles à combustibles<sup>57</sup> indique qu'en 2011 les bureaux des brevets américain et européen ont octroyé quelques 2 732 brevets, dont la majorité des

<sup>53</sup> cf benchmark de l'INERIS de 2014 sur <http://www.ineris.fr/centredoc/dra-71-rapport-benchmark-station-service-hydrogene--diffusion-1-1427110132.pdf>

<sup>54</sup> <http://ukelg.ps.ic.ac.uk/51nh.pdf>

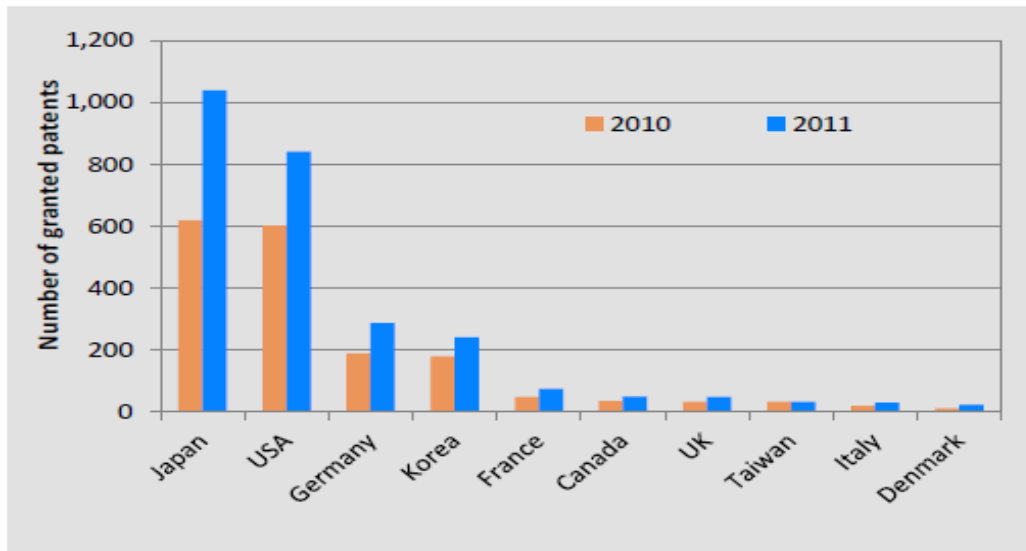
<sup>55</sup> 2014/34/UE (Directive 2014/34/UE du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles), 97/23/CE (Directive 97/23/CE du 29 mai 1997 relative au rapprochement des législations des États membres concernant les équipements sous pression), 1999/36/CE (Directive 1999/36/CE du 29 avril 1999 relative aux équipements sous pression transportables), 1999/92/CE (Directive 1999/92/CE du 16 décembre 1999 concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives), 2004/108/CE (Directive 2004/108/CE du 15 décembre 2004 relative au rapprochement des législations des États membres concernant la compatibilité électromagnétique et abrogeant la directive 89/336/CEE), 2006/95/CE (Directive 2006/95/CE du 12 décembre 2006 concernant le rapprochement des législations des États membres relatives au matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension), 2006/42/CE (Directive 2006/42/CE du 17 mai 2006 relative aux machines et modifiant la directive 95/16/CE

<sup>56</sup> Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène, ADEME, juin 2015 et Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène, ADEME, juin 2015

<sup>57</sup> [http://www.fuelcelltoday.com/media/1752762/2012\\_patent\\_review.pdf](http://www.fuelcelltoday.com/media/1752762/2012_patent_review.pdf)

demandes a été déposée entre 2003 et 2006.

Les principaux pays bénéficiaires sont le Japon (plus de 1 000 brevets en 2011, essentiellement sur les domaines automobile et cogénération résidentielle, avec notamment Honda, Toyota, Panasonic, Nissan, Hitachi) et les États-Unis (plus de 800 brevets, dont 23 % à General Motors, puis 24 % répartis entre UTC Power, Delphi Technologies, Bloom Energy, FuelCell Energy, IdaTech et Honeywell) qui en 2010 avaient déjà obtenu environ 600 brevets chacun. L'Allemagne (Daimler et Siemens en tête) et la Corée (80 % des brevets à Samsung, puis Hyundai et LG Chemical Ltd) suivent avec presque 300 et 250 brevets en 2011 contre moins de 200 en 2010. La France est cinquième avec environ 70 brevets en 2011 (dont 40 % au CEA, et 75 % si l'on ajoute BIC, Renault et Air Liquide) et accroît son écart avec les pays suivants : Canada<sup>58</sup> (47 brevets PAC obtenus en 2011 contre 32 en 2010), Royaume-Uni (46 brevets obtenus en 2011 contre 30 en 2010) Taiwan, Italie, Danemark, etc.



**Tableau 25. Nombre de brevets octroyés en 2010 et 2011 par les offices des brevets américain (USPO) et européen (EPO) – Source, 2012 Fuel cell patent review, [http://www.fuelcelltoday.com/media/1752762/2012\\_patent\\_review.pdf](http://www.fuelcelltoday.com/media/1752762/2012_patent_review.pdf)**

L'Asie apparaît clairement en première position (1300 brevets en 2011), devant l'Amérique du Nord (États-Unis et Canada, 900 brevets), cette dernière étant largement devant l'Europe (500 brevets). Le même classement vaut pour les demandes de brevets en 2011 (respectivement environ 3000, 1500 et 1200).

Les 10 premières entreprises bénéficiaires (Honda, GM, Samsung, Toyota, Panasonic, Nissan, Hitachi, Delphi, UTC Power, Daimler) représentent en 2011 près de 1 000 brevets, soit plus du tiers. Elles sont aussi (mais dans un ordre différent<sup>59</sup>) les 10 premières demandeuses de brevets en 2011.

La Chine émerge comme utilisateur de PAC et est citée dans la majorité des brevets octroyés ou demandés en 2011.

### 3.7.4 Installations stationnaires

Les installations stationnaires recouvrent les installations de production industrielle d'électricité au moyen de piles à combustible (PAC), et les installations résidentielles, souvent de cogénération électricité-chauffage via des PAC alimentées par de l'hydrogène ou du gaz qui est ensuite transformé en hydrogène dans le système avant d'arriver à la PAC.

Les livraisons mondiales de piles à combustible indiquent que les applications stationnaires sont dominantes. Les PEMFC (PAC à électrolyte polymère) dominent en nombre, les MCFC (PAC à

<sup>58</sup> Versa Power Systems en hausse avec 20 % des brevets obtenus, Ballard Power Systems en baisse; 72 demandes en 2011 contre 57 en 2010

<sup>59</sup> Toyota, Panasonic, Honda, GM Samsung...

carbonates fondus) en puissance installée.<sup>60</sup> L'Asie apparaît dominante en termes d'utilisation de PAC.

En matière d'installations stationnaires de production d'électricité par PAC, la Corée du Sud est très active pour la production de taille industrielle, le Japon par contre privilégie le déploiement de PAC résidentielles pour la cogénération électricité et chaleur dans des maisons, avec un parc installé dépassant 140 000 unités en 2015. Quelques démonstrateurs existent aussi en Allemagne, France, etc., qu'il s'agisse de production industrielle d'hydrogène réutilisée par exemple à des fins de stockage ou de systèmes de cogénération résidentiels.

### 3.7.5 Stockage

Divers démonstrateurs de Power to Gas (voir §3.4.1) existent, par exemple en France et Italie mais surtout en Allemagne, où l'électricité produite par énergies renouvelables (éolien, solaire) peut à terme déséquilibrer le réseau. Diverses études<sup>61</sup> indiquent que le recours au stockage ne devient nécessaire que lorsqu'on atteint 40-50 % voire 60 % d'énergie renouvelable intermittente alimentant le réseau, ce qui est une situation envisageable en Allemagne en 2030.

### 3.7.6 Mobilité

La mobilité est le sujet qui bénéficie du plus de visibilité, malgré des volumes encore faibles. Le déploiement des véhicules est conditionné par la disponibilité d'infrastructures de recharge, qui elles-mêmes ne seront rentables que si les véhicules sont là. Début 2015 il y avait 150 stations de recharge en hydrogène dans le monde, notamment aux États-Unis (Californie), en Europe (Allemagne et Europe du nord) et au Japon. Le Japon a fait le choix d'un déploiement préalable, comme l'Allemagne et dans une moindre mesure la Corée, en dépit de coûts élevés. Ces acteurs affichent aussi des ambitions précoces en matière de véhicules de grande série à PAC, en tablant sur un effet d'amorçage et une diminution progressive des coûts de production, afin d'être le moment venu dominants sur le marché des véhicules à PAC. La France développe pour sa part le concept de flottes captives autour d'un nombre limité de stations, avec une ouverture puis croissance progressive du réseau de stations dans des clusters ou couloirs bien définis, avec à terme un maillage du territoire. En Europe, les infrastructures sont censées se déployer de manière à aboutir à terme à un réseau européen continu.

<sup>60</sup> [http://www.iphe.net/docs/iphe\\_policy\\_update\\_FINAL\\_050714.pdf](http://www.iphe.net/docs/iphe_policy_update_FINAL_050714.pdf)

<sup>61</sup> Cf par exemple <http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF.pdf>

## 4 QUALIFICATION DE L'APPROCHE ÉCONOMIQUE

### 4.1 Des études divergentes quant à leurs résultats

La règle en matière d'évaluation de projets ou de stratégie est de procéder à une analyse économique. De fait, lors de ses entretiens et lors de l'examen des documents disponibles, la mission a pu prendre connaissance d'un très grand nombre d'analyses chiffrées relatives par exemple au coût présent et futur de la production d'hydrogène, à son utilisation pour la mobilité, au stockage en réseau et/ou la production d'électricité.

Ces analyses sont largement divergentes dans leurs conclusions. Ces divergences tiennent soit à l'utilisation de modèles économiques différents, soit à des paramétrages différents d'un même modèle.

Ces différences ne sont pas de pure forme : certains modèles ignorent les externalités négatives (émissions de gaz à effet de serre, pollution locale, etc.) au prétexte de ne pouvoir ou de mal les quantifier. Il est clair que de telles impasses occultent l'essentiel des avantages de recourir au vecteur hydrogène énergie<sup>62</sup>.

Par la suite on distinguera les divergences liées aux valeurs des paramètres<sup>63</sup> de celles liées à des modélisations différentes<sup>64</sup>.

### 4.2 Des hypothèses différentes sur des paramètres clés

C'est le cas le plus fréquemment rencontré<sup>65</sup>. Les paramétrages différents peuvent concerner :

- a/ des paramètres techniques comme le rendement d'un équipement, ses dépenses en consommables, la durée de fonctionnement annuelle, les émissions CO<sub>2</sub> au kilomètre, la consommation de combustible ou d'énergie au kilomètre ;
- b/ des paramètres économiques comme le coût de l'investissement, le coût de fonctionnement, le coût de transport, le prix de l'électricité consommée ou produite, le prix de consommables (combustibles, etc.) ;
- c/ des paramètres financiers comme la durée d'amortissement de l'investissement, le taux d'actualisation.

Les paramètres importants dépendent du cas étudié et de son point de fonctionnement<sup>66</sup>.

Ces paramètres peuvent eux-mêmes varier dans le temps. Ainsi les prix de consommables, outre des fluctuations, sont soumis à des tendances de fond<sup>67</sup>. Certaines variations sont liées à des évolutions

<sup>62</sup> Ces distinctions peuvent être réconciliées dans un modèle unique où les externalités sont prises en compte, avec éventuellement un prix nul de l'émission de gaz à effet de serre, ce qui est équivalent à un modèle ne les prenant pas en compte

<sup>63</sup> par exemple un prix de l'électricité différent d'une simulation à l'autre

<sup>64</sup> par exemple une prise en compte ou pas des externalités, un prix de l'électricité non nul ou nul, et de manière générale un ensemble de paramètres non équivalents d'un modèle à l'autre

<sup>65</sup> Les valeurs de paramètres clés peuvent varier selon les sources, ou être incertaines, ou être cachées au titre par exemple du secret industriel et commercial.

<sup>66</sup> Plus spécifiquement, les paramètres par ordre décroissant d'importance sont les suivants selon les cas d'espèce : Production d'H<sub>2</sub> : pE (prix de l'électricité), D (durée annuelle d'utilisation), CAPEX par kWh, eH (énergie requise pour produire 1kg H<sub>2</sub>) puis OPEX/CAPEX, n(nombre d'années d'amortissement) et r (taux d'actualisation), B (bénéfices induits), p

Production de H<sub>2</sub> en prenant en compte les émissions de CO<sub>2</sub> : idem, le prix du CO<sub>2</sub> est un paramètre compris entre n et r, ou derrière r si le carbone est peu valorisé

Impact économique du déploiement de véhicules H<sub>2</sub> en 2030 (scénario VH2-3%): l/km, km/an, prix PAC, quantité (nb véhicules) prix de l'électricité pour l'électrolyse ; puis durée de vie, prix de l'essence, prix des réservoirs H<sub>2</sub>, prix des stations, durée de fonctionnement des électrolyseurs

Impact en termes d'émissions de VH2 3% : quantité, km/an, gCO<sub>2</sub>/km, durée de vie,

<sup>67</sup> on considère par exemple que le prix du pétrole devrait remonter à moyen terme comme le prix de la tonne de carbone

technologiques et au rythme de déploiement de ces technologies, permettant de fabriquer des appareils plus performants, de meilleur rendement ou de plus grande fiabilité, avec une baisse des coûts unitaires par augmentation de la production. En tout état de cause, le coût de l'hydrogène produit est limité en valeur inférieure par le prix de l'électricité nécessaire à sa production.<sup>68</sup>

Les réelles divergences résultant des choix des paramètres<sup>69</sup> conduisent naturellement à des résultats très différents.

La mission s'est livrée à des analyses de sensibilité par simulation de Monte Carlo de modèles simples<sup>70</sup> ; typiquement 100 000 calculs complets ont été effectués automatiquement pour chaque essai par un outil dédié, avec des valeurs différentes mais admissibles des paramètres.

Les résultats sont édifiants : pour le prix de production de l'hydrogène (voir annexe 5), les écarts entre coûts calculés minimums et maximums varient d'un facteur de un à cinq, avec des variations de plus ou moins 30 % si l'on élimine les déciles extrêmes. Les variations sont encore plus importantes pour les simulations, plus complexes car requérant plus de paramètres, relatifs aux coûts globaux et aux émissions évitées par le déploiement de véhicules propres.

Cette dispersion prévisible des résultats, dès lors que beaucoup d'applications ne font que démarrer, ne peut qu'inciter à une grande prudence dans les conclusions et à inciter à afficher précisément dans tout calcul économique les incertitudes attachées à chaque paramètre.

Enfin l'approche systémique (une "économie de l'hydrogène") du recours à l'hydrogène est notoirement absente, les calculs les plus fréquents ne traitant qu'un des usages (mobilité, stockage, etc..) sans valoriser les éventuelles synergies.

### **4.3 Le cas de modèles dissemblables**

Les modèles réputés dissemblables peuvent correspondre à l'annulation de paramètres clés, l'apparition de nouvelles variables, une extension du périmètre, voire un changement radical d'approche et de paramètres pris en compte.

La mission n'a pas observé, hors quelques variantes<sup>71</sup>, d'approches radicalement différentes selon les études<sup>72</sup>.

On pourrait ainsi imaginer des modèles reflétant des pratiques de mobilité significativement différentes des modèles existants : partage de véhicules avec des impacts importants sur le coût de possession ; installations décentralisées de production d'hydrogène avec un impact significatif sur le coût du transport d'hydrogène, etc.

#### **4.3.1 L'importance du choix des indicateurs**

Le choix des indicateurs retenus pour comparer les alternatives est naturellement crucial.

Un exemple illustratif est la comparaison entre véhicule à hydrogène et véhicule thermique classique. Les évaluations de coût de possession du véhicule sont à l'heure actuelle en défaveur du véhicule à hydrogène en raison des coûts d'investissement. Cependant, si l'on se limite à examiner ce que coûte, en fonctionnement, le parcours de 100 km avec un véhicule à hydrogène ou avec un véhicule thermique, alors au prix actuel de l'hydrogène à la pompe, le recours à un véhicule à hydrogène peut

<sup>68</sup> Dans l'hypothèse d'un kWh à 0,07 €, cette borne inférieure est typiquement de 3,5 €/kg.

<sup>69</sup> avec le plus souvent une absence de d'incertitude affichée pour justifier la valeur de tel ou tel paramètre

<sup>70</sup> par exemple pour le prix de production de l'hydrogène par électrolyse ou pour l'impact du déploiement de véhicules hydrogène en termes de coût et d'émissions de CO<sub>2</sub>

<sup>71</sup> Quelques différences apparaissent cependant, notamment en termes d'indicateur choisi pour juger de la rentabilité d'une approche, ou du point de vue de la prise en compte, ou non, d'externalités, c'est à dire de coûts et impacts non pris en compte dans un projet, mais qui affectent la société environnante

<sup>72</sup> très souvent les approches recourent à une analyse sur cycle de vie, au coût actualisé, au coût total de possession ou autres classiques et se basent sur des paramètres en entrée assez semblables (rendements, durée de fonctionnement, prix de consommables, Capex, Opex, etc.).

apparaître d'ores et déjà compétitif.<sup>73</sup>

L'indicateur du prix à la pompe de 100 km parcourus est certes trop réducteur, et est un indicateur parmi d'autres du coût total de possession.

Mais le passage à des indicateurs plus englobants peut faire passer d'une simulation microéconomique (au niveau d'un véhicule par exemple) à une simulation macroéconomique (au niveau d'un parc automobile par exemple). Et une telle simulation dépendra alors de beaucoup plus de paramètres et sera donc sujette à plus de variations liées aux incertitudes et estimations disparates de leurs paramètres d'entrée<sup>74</sup>.

#### 4.3.2 Des externalités peu prises en compte

**Parmi les externalités négatives**, une des plus citées est la question des émissions de carbone, directes ou indirectes. La valorisation actuelle du carbone est faible (6€/tCO<sub>2</sub> sur le marché européen ETS) et beaucoup de modèles l'ignorent en arguant de cette faiblesse et de l'incertitude sur sa valeur future.

Ignorer cette externalité (notamment pour l'horizon 2025-2030) n'est pas acceptable. De fait, si on la prend en compte avec sa valeur actuelle, les calculs économiques diffèrent peu. Si l'on fait croître d'ici 2030 cette valeur dans des limites de plus en plus communément admises lors des simulations, son influence devient significative, même si elle n'est pas décisive à elle seule.

Une autre externalité est la pollution de l'air en zone agglomérée notamment, dont l'actualité rappelle régulièrement l'acuité et l'impact avéré sur la santé<sup>75</sup>. D'autres externalités sont le bruit, le risque d'accidents, les embouteillages, etc.

Une monétarisation de ces impacts est certes délicate (valeurs tutélaires de la santé et de la vie humaine, du temps, etc.), mais peut être effectuée en principe<sup>76</sup>. La mission ne peut qu'inciter les modélisateurs, dès lors où on touche précisément aux points qui plaident pour la recherche de motorisations alternatives au véhicule thermique traditionnel, à intégrer ces dimensions en les assortissant des incertitudes adéquates.

La mission a cherché à évaluer l'impact de deux externalités : les émissions de CO<sub>2</sub>, et la pollution par particules fines. Leur impact est discernable, voire significatif lorsque l'on arrive à des valeurs « recommandées » quoique non actuelles, sans pour autant être dominant ou décisif.

**Parmi les externalités positives** figurent les gains liées à la possibilité de **stockage de longue durée** dont les conséquences concernent de nombreux registres macroéconomiques :

a/ importations ou usage direct ou indirect de combustibles fossiles évitées (évaluées §3.5.3.2) et

<sup>73</sup> Il peut être argumenté que l'hydrogène est d'ores et déjà quasiment compétitif pour les transports si son prix à la pompe est de 9€/kg (et encore plus s'il est vendu 7€/kg), puisque il faut typiquement 1kg de H<sub>2</sub> pour couvrir 100 km, et 6 litres d'essence à 1,5€ le litre pour couvrir la même distance. Ce calcul, restreint au point de vue de l'utilisateur et favorable à l'hydrogène, ne prend cependant pas en compte les coûts d'infrastructure et le surcoût du véhicule

<sup>74</sup> Et une rentabilité individuelle non avérée peut être compensée, au niveau macroéconomique, par le constat que le coût global d'investissement est modéré et peut justifier une expérimentation, ou au contraire une rentabilité individuelle avérée à grande échelle peut être tempérée par le constat de la nécessité d'un investissement considérable.

<sup>75</sup> En mobilité par exemple la pollution de l'air par les poussières, les oxydes d'azote et de soufre, le monoxyde de carbone, causes de mortalité prématurée estimée à 24 000 personnes par an en France.

<sup>76</sup> Voir par exemple le Handbook on external costs of transport", commission européenne, 2014, [http://ec.europa.eu/transport/themes/sustainable/studies/sustainable\\_en.htm](http://ec.europa.eu/transport/themes/sustainable/studies/sustainable_en.htm); le rapport Alain Quinet sur "la valeur tutélaire du carbone", Centre d'analyse stratégique, 2008, <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/094000195/index.shtml>; « Les véhicules décarbonés en perspective – Analyse coûts-avantages et demande potentielle », étude CGDD, 2011, ou "une évaluation prospective des véhicules électriques", collection "le point sur" n°86, mai 2011

plus généralement questions d'indépendance énergétique, plus difficilement quantifiables dans un modèle économique ;  
b/ retombées économiques en termes d'activité, de richesse, d'emploi; les avantages de la multifonctionnalité de l'hydrogène ;  
etc.

Si la pertinence du stockage de longue durée à l'échelle nationale est rapidement écartée du fait de la flexibilité affirmée de notre mix, la mission recommanderait volontiers de développer des modélisations du recours au stockage de longue durée à l'échelle de territoires régionaux, chacun ayant en termes de ressources énergétiques actuelles et futures et de consommations finales sa spécificité.

#### ***4.4 Pour des calculs économiques plus robustes et moins contrastés***

La mission a été alimentée par les résultats de nombreuses études économiques, dont les hypothèses ne sont pas toujours apparentes et les résultats très contrastés. Elle a pour sa part procédé à quelques calculs génériques de vérification et à des analyses de sensibilité. En tout état de cause, une approche se limitant à la simple déclinaison de calculs économiques sans prise en compte des externalités semble fortement réductrice.

L'hydrogène énergie n'en est à l'évidence qu'à une phase de démarrage. Ceci ne doit pas être un handicap. Il importe que les calculs économiques, ne s'en tenant souvent qu'à une des applications sans tenir compte des synergies (mobilité, applications stationnaires, logistique,..), soient progressivement rendus plus robustes (choix des indicateurs) et convergents.



## 5 ORIENTATIONS STRATÉGIQUES ET RECOMMANDATIONS

### 5.1 Cadrage stratégique et évaluation des différents enjeux

L'hydrogène énergie permet de repousser les limites du vecteur électricité (stockage sur plusieurs semaines ou mois ; prolongateur d'autonomie embarquée). Il lui est complémentaire et peut accompagner la transition énergétique sous réserve d'avoir parfaitement maîtrisé ses coûts et sécurisé les risques liés à ses utilisations (ce qui entraînera concomitamment son « acceptation sociétale »).

Du fait de ses nombreuses qualités intrinsèques (haute densité énergétique massique, modularité du stockage de l'électricité sous forme H<sub>2</sub><sup>77</sup>) et environnementales<sup>78</sup>, l'hydrogène a le potentiel de remplacer l'utilisation des énergies fossiles dans de nombreux usages (mobile, stationnaire ou portable).

Mais le caractère très capitalistique du « secteur » énergétique et le poids des investissements passés supposent de bien maîtriser le biseau pour une transition économiquement et industriellement acceptable (risque de blocage par effet de technologie dominante).

L'hydrogène est quasiment absent du paysage énergétique en France, alors que notre pays dispose de plusieurs start-up de pointe. La mission s'est attachée à mettre en évidence le biseau acceptable et réaliste qui permettrait à l'hydrogène d'amorcer une courbe d'apprentissage : l'adoption croissante de la technologie contribuera alors à renforcer son attractivité en termes de performance et de coûts au fur et à mesure que l'innovation se diffuse et que plus de services sont offerts.

Selon la mission, le biseau peut être calibré<sup>79</sup> **en considérant 2025-2030 comme l'horizon à partir H<sub>2</sub> énergie aura une existence visible dans le paysage énergétique.**

Il importe dès lors, dans une logique d'apprentissage, d'identifier les marchés de niches matures de nature à insuffler une dynamique favorable à la diffusion de l'innovation.

Ces premiers marchés de niches ont un rôle important en permettant aux technologies d'améliorer leurs performances, d'ouvrir de nouvelles opportunités et de s'adapter graduellement à la pression concurrentielle.

Les applications potentielles de l'hydrogène sont multiples : la promotion des marchés niches matures ne doit pas être l'occasion de papillonner "tous azimuts" mais permettre un apprentissage porteur de sens. Les fils rouges selon la mission sont :

1/ production : développer des alternatives bas carbone (électrolyse à partir d'électricité décarbonée) à la production actuelle d'H<sub>2</sub>, presque entièrement issue du vaporeformage ;

2/ ménager des passerelles entre énergies primaires : ce besoin de transversalité ne se pose pas avant 20 ou 30 ans entre productions centralisées d'énergie ; il a par contre sens à des échelles régionales de territoires soit déconnectées de la production centralisée (territoires ultramarins) soit susceptibles d'être fragilisées par une part d'EnR variables importante dans le mix régional ;

3/ ménager une montée en compétence équilibrée en favorisant une transversalité entre usages mobiles et stationnaires à l'échelle d'un territoire aggloméré : les PAC de petite et moyenne

<sup>77</sup> Le dimensionnement de l'électrolyseur est indépendant de celui de la pile à combustible ou du stockage

<sup>78</sup> L'hydrogène est un vecteur énergétique zéro émission de GES et polluants locaux lors de son utilisation en tant que vecteur énergétique ; il peut être produit à partir d'EnR,...

<sup>79</sup> Voir notamment études AIE

puissances ont des applications multiples mobiles et stationnaires et leur déploiement concentré à l'échelle de territoires pertinents (zones agglomérées) est à la fois porteur de sens (on initie une « économie de l'hydrogène »), pédagogique et peut se satisfaire d'un nombre limité d'électrolyseurs et de stations de distribution dont on pourra tester le format (H<sub>2</sub> seul, recharge batteries et H<sub>2</sub>, tous carburants) et l'implantation (centre-ville, périphérie, etc.).

Par contre, jouer la seule carte de la mobilité tout hydrogène serait à la fois hors de notre portée (infrastructures de distribution à réaliser immédiatement), de celle de notre industrie (seuls quelques leaders mondiaux Toyota, Daimler, GM, Audi sont positionnés sur ce créneau) et de celle de nos gammes de véhicules d'excellence (le tout H<sub>2</sub> concernera durablement le segment premium+).

Cet apprentissage dans des niches existantes permettra d'évaluer tous les enjeux (économiques, techniques, environnementaux,...) liés à l'émergence de la filière hydrogène énergie et d'appréhender les créneaux porteurs.

**Une feuille de route suffisamment précise doit tracer le cheminement d'ici à 2025-2030.**

## **5.2 Créer un cadre d'évaluation adapté**

### **5.2.1 Rendre plus robustes les évaluations économiques pour engager le biseau : évaluer les enjeux économiques avec une prise en compte des enjeux environnementaux et sanitaires**

On a vu précédemment les nombreux avantages du recours à l'hydrogène énergie dans ses différentes applications potentielles. La question se pose de leur effective prise en compte dans les calculs économiques.

« Couteau suisse », nouvel entrant potentiel du mix énergétique moyennant un ticket d'entrée (infrastructures, équipements...) susceptible d'être important, l'hydrogène énergie est pénalisé par des calculs économiques qui ne quantifient pas de manière satisfaisante les bénéfices environnementaux et sociétaux qu'il procure (prolongateur d'autonomie par rapport aux batteries augmentant débouchés, bruit, polluants locaux, flexibilité par stockage, etc.).

Si on ajoute à cela le fait que beaucoup d'applications ne font que démarrer, une approche se limitant à la simple déclinaison de calculs économiques (voir chapitre 4) est notablement pénalisante.

**Recommandation n° 1.** Veiller dans les calculs économiques à quantifier les bénéfices environnementaux liés au recours à l'hydrogène : réduction des émissions de gaz à effet de serre, qualité de l'air (particules, composés organiques volatils...), réduction du bruit. Susciter des travaux académiques en ce sens permettant une évaluation rigoureuse. Faire le bilan technico-économique et environnemental des expérimentations et démonstrations lancées afin d'orienter la suite à donner en termes de déploiement ou d'expérimentations nouvelles.

Il faut notamment intégrer dans le prix des biens et services le coût de l'externalité négative que sont notamment le changement climatique par une tarification adéquate du prix du carbone.

Des controverses existent sur les meilleurs instruments pour tarifer le carbone.<sup>80</sup>

Il existe aujourd'hui une mosaïque d'instruments qui donnent explicitement ou implicitement des prix du carbone à l'échelle d'un pays, d'une région, d'un secteur. Aucun de ces instruments ne s'applique à l'échelle mondiale. Les taxes carbone sont des mesures nationales. Le marché ETS de l'Union Européenne est le premier marché régional du carbone. En 2014, la Banque Mondiale a recensé 40 pays, couvrant 22 % des émissions mondiales, qui ont instauré une taxe carbone ou un mécanisme d'échange de quotas ou sont en phase de préparation dans cette perspective.

Les instruments les plus utilisés ne sont toutefois pas ceux qui pénalisent les émissions de CO<sub>2</sub> mais ceux qui récompensent les émissions évitées (tarifs de rachat, crédits d'impôt). Ils intègrent implicitement à l'échelle nationale des prix du carbone très disparates.

A l'échelle des acteurs publics et des entreprises enfin, des initiatives innovantes intègrent une valeur tutélaire du carbone dans l'évaluation des choix d'investissement, moyen pour inclure le risque climat dans leurs décisions et évaluer ainsi la rentabilité future des différents investissements.

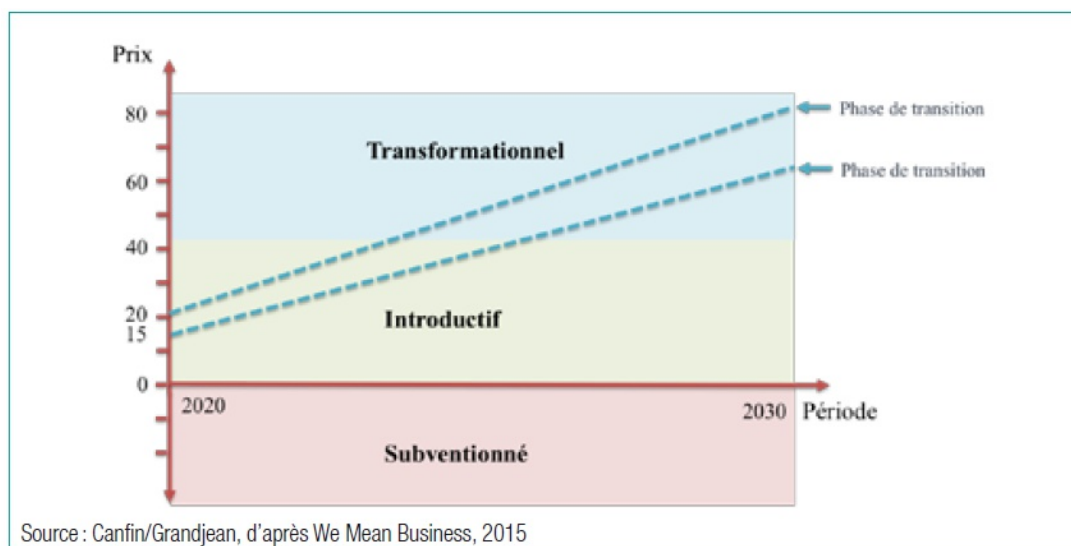
En France, la trajectoire de valeur tutélaire du carbone a été définie en 2008 par la commission Quinet (32 €/tCO<sub>2</sub> en 2008, niveau pivot de 100 € valeur 2008 par tCO<sub>2</sub> à l'horizon 2030). Cette trajectoire est confirmée aujourd'hui dans la stratégie nationale bas carbone.

Cette diversité d'instruments est considérée par certains économistes comme une source d'inefficacité. Mais l'instauration d'un prix mondial du carbone comme un prix du carbone unique ne frapperait pas de la même façon les pays pauvres et les pays riches (un prix du CO<sub>2</sub> de \$50 par tonne double le coût du ciment en Inde alors qu'il n'augmente que de quelques centimes le prix de l'essence à la pompe en France) : il est efficace mais injuste. Et introduire des transferts financiers systématiques des pays du nord vers les pays du sud est incertain.

Le rapport Canfin-Grandjean<sup>81</sup> propose "la mise en place, à côté de l'accord international de la Convention Climat, par les pays développés et émergents qui le souhaitent, d'un **"corridor carbone"** ou d'une "cible-carbone" doté d'un prix minimum de 15/20 dollars la tonne de CO<sub>2</sub> avant 2020 et d'un prix maximum de 60/80 dollars la tonne en 2030/2035."

<sup>80</sup> La nécessité de donner un prix au carbone fait largement consensus parmi les économistes, les institutions (ONU, Banque mondiale, FMI,...). 6 millions d'entreprises ont signé la déclaration du Business and Climate Summit adoptée en mai 2015 à Paris, s'engageant pour un signal fort et stable sur le prix du carbone. Les acteurs économiques partagent ainsi désormais la conviction que la stabilisation du climat est une nécessité et que la réduction des émissions de gaz à effet de serre est susceptible de créer de la richesse.

<sup>81</sup> "Mobiliser les financements pour le Climat - Une feuille de route pour financer une économie décarbonée" commandé par le président de la République et remis en juin 2015



**Tableau 26. Corridor de valeur du CO<sub>2</sub> - source, rapport Canfin-Grandjean « Mobiliser les financements pour le climat », 2015**

Un tel corridor de valeurs tutélaires du carbone pourrait jouer un rôle d'attracteur des prix du carbone et de mise en cohérence des instruments de tarification du carbone mis en place dans différentes zones sur différentes échelles géographiques.

La "fourchette" induite par ce corridor pourrait également servir à la calibration des subventions et des garanties publiques pour éviter une trop grande hétérogénéité dans les politiques de soutien à la transition bas carbone.

### 5.2.2 Tirer le meilleur parti de l'exemple des autres pays :

Pour concrétiser par des orientations stratégiques cette complémentarité entre vecteurs énergétiques à horizon 2025-2030 de maturité probable de H<sub>2</sub> énergie, un simple parangonnage avec des pays qui se sont ostensiblement engagés dans la promotion de la filière H<sub>2</sub> énergie est insuffisant : on a en effet vu précédemment (focus à l'international 3.7 et annexe 8) déployées ou amorcées des stratégies assez différenciées des pays :

- a/ du fait de leurs spécificités géographiques (superficie, densité de population,...), énergétiques (poids des EnR, insularité et absence de ressources énergétiques fossiles, part de l'électricité nucléaire, ..) ;
- b/ du fait de leur engagement "environnemental" (Californie, Allemagne) ;
- c/ du fait de la présence d'un major industriel (Daimler, Toyota, Hyundai..).

D'autre part, l'exposition à la concurrence internationale est très différente entre applications stationnaires, applications nomades (existence de nombreuses niches) et mobilité. Les termes d'une transposabilité des "briques stratégiques" en matière d'H<sub>2</sub> des pays ou des majors industriels étrangers se posent de manière là aussi très différenciée.

### 5.3 Production d'hydrogène : promouvoir (via l'électrolyse) la production décarbonée d'H<sub>2</sub>

Il serait illusoire d'entendre imposer la fabrication d'H<sub>2</sub> énergie par électrolyse décarbonée vis à vis du vaporeformage à partir de ressources fossiles : une comparaison économique "classique" s'abstrayant de toute considération environnementale penchera durablement (si on n'intègre aucune valeur au CO<sub>2</sub>) en faveur du H<sub>2</sub> issu de vaporeformage.

L'hydrogène produit par vaporeformage (sauf à avoir un prix du carbone incitatif à utiliser des énergies peu ou non carbonées et un EU ETS<sup>82</sup> efficace) continuera à cet horizon 2025-2030 d'être la source de production centralisée essentielle. Feront exception quelques applications stationnaires où l'électrolyseur de grande taille est couplé avec un dispositif de stockage, l'hydrogène étant produit par de l'électricité nucléaire ou renouvelable ainsi que des stations de distribution pour H<sub>2</sub> mobilité produisant sur place avec électrolyseur.

#### > Aujourd'hui

H<sub>2</sub> issu vaporeformage → (stockage H<sub>2</sub>) → transport → utilisateur final : essentiellement niche industrielle

Le client industriel a souvent des besoins relativement réduits d'H<sub>2</sub> et il ne peut la plupart du temps que se procurer de l'H<sub>2</sub> produit par vaporeformage tarifé de gré à gré (les prix au kilogramme livré peuvent ainsi varier sur des plages importantes depuis le prix sorti du vapocraqueur (1,5 à 2 euros/kg)). Il n'y a pas de prix de marché du H<sub>2</sub> livré.

#### > Horizon 2025-2030

En 2025-2030, du fait notamment de la production croissante d'EnR, l'hydrogène pourra provenir de différents circuits, et notamment :

H <sub>2</sub> issu vaporeformage	→	(stockage H <sub>2</sub> )	→	transport	→	utilisateurs finaux (industriels, mobilité, divers stationnaires)
Electricité réseau	→	électrolyse	→	stockage H <sub>2</sub>	→	transport → utilisateurs finaux (industriels, mobilité, divers stationnaires)
EnR	→	électrolyse	→	stockage H <sub>2</sub>	→	réinjection dans réseau énergie (H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> ou électricité MT)
EnR	→	électrolyse	→	stockage H <sub>2</sub>	→	transport → utilisateurs finaux (industriels, mobilité, divers stationnaires)
Electricité du réseau	→	→	→	→	→	Production et stockage d'hydrogène par électrolyse sur site
EnR	→	→	→	→	→	Production et stockage d'hydrogène par électrolyse sur site

Afin de pouvoir avoir des réponses industrielles pertinentes pour produire de l'hydrogène à l'horizon 2025-2030, il importe de bien maîtriser les modes de production décarbonée d'hydrogène par électrolyse. Nous avons plusieurs pépites sur ce créneau qui pourront ainsi par augmentation des séries et des puissances être consolidées.

### 5.4 Contribution de l'hydrogène à la régulation du système énergétique : transversalité entre énergies primaires

<sup>82</sup> European Union Emission Trading Scheme

Le système énergétique actuel est assez cloisonné : à part la cogénération, peu de connexions existent entre les différents systèmes énergétiques. Dans le système énergétique futur où cohabiteront aux côtés des sources primaires conventionnelles des énergies renouvelables variables, l'H<sub>2</sub> énergie peut jouer un rôle de pivot en permettant de connecter les différentes infrastructures énergétiques (voir figure ci-après) et de réguler les différentes productions.

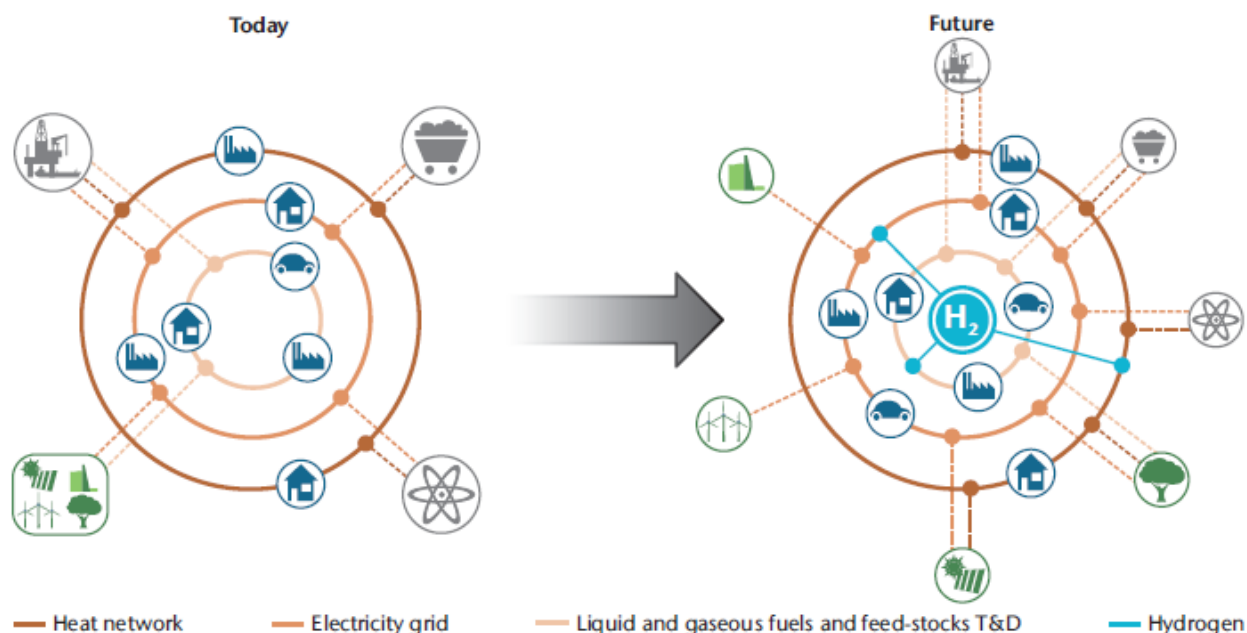


Tableau 27. Interconnexion des infrastructures énergétiques - source AIE juillet 2015

Dans un contexte général de transition énergétique, avec l'introduction progressive des énergies renouvelables (éolienne, solaire), production par essence aléatoire, et du fait des fluctuations temporelles de la consommation d'électricité, l'adaptation en permanence de la production d'électricité à la consommation confère à la question du stockage de l'électricité un rôle clé. Une fois prise en compte la capacité des STEP qui n'offre désormais que peu de possibilités de croissance, l'hydrogène est physiquement (constante de temps exprimée en mois, capacité énergétique) un des moyens les mieux adaptés aux longues durées de stockage massif (voir §3.4.1 et annexe 6).

Une fois épuisées les capacités de stockage des STEP, comment arbitrer entre un effacement de l'électricité renouvelable (éolien, solaire) non absorbable par le réseau et un stockage par production d'H<sub>2</sub> par électrolyse ?

La perspective en 2030 selon la loi TECV<sup>83</sup> d'un mix comprenant 40 % de production électrique renouvelable moyenne en 2030 et une part de 38 % de renouvelables dans la consommation finale de chaleur rendra plus sensible la problématique de gestion de l'intermittence en conférant un rôle essentiel au stockage sur longue durée de l'énergie. Selon la plupart des exploitants, le recours à une capacité de stockage supplémentaire grâce au Power to Gas ou Power to Power n'apparaît nécessaire que lorsque l'électricité d'origine renouvelable intermittente atteint une part de l'ordre de 40 à 60 % dans le mix électrique instantané.

**Ces éléments montrent que le recours au stockage massif à l'échelle nationale** (en tenant compte notamment des apports de l'éolien offshore) pourra se satisfaire des possibilités de lissage offertes

<sup>83</sup> Transition énergétique et croissance verte

par les STEP et pour les pas de temps plus courts, par les smart grids. Le mix électrique français, depuis longtemps fortement décarboné grâce au nucléaire, a rendu moins urgent le décollage des EnR pour desservir le territoire. Le rapport GRDF HESPUL d'octobre 2014 entrevoit des besoins à horizon 2030 et au-delà.

**Par contre, à l'échelle de certaines régions**, et notamment les Zones Non Interconnectées (ZNI), l'injection importante d'énergies renouvelables variables<sup>84</sup> peut générer des déséquilibres plus importants (fermes solaires et éoliennes, biomasse, etc..). Les réponses pourront varier selon les régions selon leur potentiel d'EnR et leur ratio production / consommation et l'expérimentation à ces échelles de territoires régionaux de technologies de type Power to Gas ou Power to Power apparaît pertinente. Associé au concept de territoire à énergie positive (TEPOS), l'hydrogène peut valoriser le potentiel renouvelable du territoire en stockant de l'électricité au niveau du réseau électrique moyenne tension.

Les évolutions récentes des compétences territoriales confèrent toute leur pertinence à cette approche : le **paysage institutionnel local est en effet en pleine mutation depuis 2014** : outre le redécoupage des régions et l'affirmation des métropoles (loi Maptam) en janvier 2014, deux autres textes vont redessiner le contour des compétences et des missions des différents échelons territoriaux : le projet de loi portant nouvelle organisation territoriale (NOTRE) et la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). La Région sera érigée, après l'adoption finale des textes, en « échelon pertinent » en matière d'efficacité énergétique, pourra participer à titre expérimental à un service de flexibilité locale pour les gestionnaires de réseaux, et élaborera en concertation avec le préfet un schéma de biomasse, un schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid ainsi qu'un schéma d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires.

La mission recommande d'expérimenter dans une région volontaire la contribution du vecteur énergétique H<sub>2</sub> via le Power to Gas dans la régulation du système énergétique local (lissage par stockage des surplus de production par rapport à la demande).

L'expérience peut en outre être conduite en milieu isolé et/ou insulaire. Un exemple d'ordre de grandeur de coût est celui de l'expérimentation Myrte de Corse (voir annexe 9), qui a mobilisé 12,5 M€ d'investissement et matériel et 1M€/an de frais de fonctionnement sur une période de cinq ans et demi, de mi-2009 à 2015.

**Recommandation n° 2.** En cohérence avec la loi portant nouvelle organisation territoriale et la loi de transition énergétique pour la croissance verte (article 183), lancer, en se centrant sur les technologies françaises disponibles, un appel à projets (appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME financé par le programme des investissements d'avenir) pour expérimenter à l'échelle régionale (selon la loi pertinente en matière d'efficacité énergétique) la contribution du vecteur hydrogène énergie au lissage par stockage des surplus de production, via le Power to Gas ou Power to Power.

En termes d'arbitrage, le recours à l'hydrogène énergie suppose d'avoir pu comparer la rentabilité économique, par rapport à l'effacement, de l'apport des EnR, et d'avoir intégré dans l'équation économique une évaluation réaliste des paramètres environnementaux (contenu CO<sub>2</sub> du kWh final,

<sup>84</sup> Selon la loi TECV, la part d'EnR est fixée en outre-mer à 50% de la production d'électricité en 2030



stockage prolongé permettant du fait de cette temporisation d'augmenter virtuellement la production d'électricité issue des EnR, nuisances sonores, pollution locale, charge rapide,...).

## **5.5 Usages : ménager une montée en compétence équilibrée en favorisant une transversalité entre usages mobiles et stationnaires**

### **5.5.1 Promouvoir les niches industrielles matures dans une logique de réseau**

Dans la quasi-totalité des applications, il ne semble pas que la maîtrise des technologies constitue un obstacle à un déploiement. Il faut enclencher l'apprentissage en identifiant des niches capables dès à présent, par une diffusion de l'innovation, de faire baisser les coûts et d'améliorer les performances. Ces niches opérationnelles ne préjugent en rien des marchés futurs les plus porteurs mais sont destinées à permettre le décollage de l'innovation ; il peut s'agir de niches industrielles actuellement alimentées par vaporeformage ou d'applications logistiques à motorisation électrique ou à combustion interne.

Les retours d'expérience de ces premières applications permettront de bien asseoir les réglementations pour prévenir tout risque.

#### *5.5.1.1 Promouvoir une logique de réseau :*

Les multiples circuits futurs du processus de fabrication et d'utilisation de l' $H_2$  (hors  $H_2$  industriel en quantité) appellent des compétences nouvelles tant en stockage qu'en électrolyse ou fabrication de PAC.

Sur la plupart des nouveaux segments, on dispose en France de plusieurs « pépites », souvent des très petites entreprises (TPE) très innovantes déjà reconnues à l'international, donc potentiellement des proies : comment gérer leur croissance dans une logique de stratégie nationale afin de disposer en 2025-2030 d'une palette d'entreprises (TPE et majors) à la fois cohérente en termes de segments et dont le fonctionnement en réseau réponde à une véritable logique de filière ? La création d'un véritable réseau adossé à un potentiel performant de R&D et à des réalisations concrètes sur le territoire (la nécessaire vitrine) est impérative pour garantir une culture partagée et une bonne réactivité "dans l'attente du décollage".

#### *5.5.1.2 Multiplier les applications de niches opérationnelles :*

Pour permettre un développement de la filière  $H_2$  énergie, les démonstrateurs opérationnels (électrolyse, stockage ...) permettent aux entreprises concernées d'intégrer leurs briques dans des « systèmes » et d'en tester les performances ; ils offrent aussi des débouchés, certes limités, aux produits de PME. On a vu précédemment que la mobilité traditionnelle (sans limite) ou le stockage stationnaire massif ne perceront pas avant dix ou quinze ans.

Deux types de débouchés apparaissent crédibles :

- les niches existantes<sup>85</sup> (industrielles pour l'essentiel) consommant de l'hydrogène produit localement par électrolyse en substitution à l'hydrogène issu du vaporeformage et transporté par camion vers utilisateur ;
- l'initiation d'une "économie H<sub>2</sub>" amorcée par la gestion de flottes captives, l'ouverture des stations de distribution au public, l'alimentation de zones d'activités, l'expérimentation dans toutes les formes de mobilité urbaine en accompagnant les évolutions comportementales des citoyens (copartage, vélos, etc...).

Les deux débouchés peuvent bien sûr se retrouver sur le territoire d'une même agglomération.

Les niches stationnaires existantes couvrent notamment les applications de type logistique (chariots élévateurs), d'alimentation de sites isolés (antennes relais, habitat isolé) et d'alimentation de secours (hôpitaux, data centers, alimentation de crise).

Les niches mobiles existantes incluent les flottes captives (exemple de la Poste, dont la répliquabilité est à étudier), les bus urbains ou transports logistique urbains au dernier kilomètre, les vélos électriques à hydrogène.

Les niches nomades couvrent l'alimentation d'outils électroniques portables: téléphones, ordinateurs, baladeurs, etc.

**Recommandation n° 3.** Susciter des innovations d'entreprises françaises ou basées en France sur tous types d'applications de niches opérationnelles, tant stationnaires (alimentation de sites isolés, d'antennes relais, alimentation de secours) que nomades (alimentation portable de téléphones, ordinateurs et autres objets nomades), via des appels à projets (par exemple fonds unique interministériel, pour un montant annuel de quelques M€). Favoriser la diffusion des bonnes pratiques et de l'offre française ainsi démontrée.

### 5.5.1.3 Favoriser le développement des technologies les plus mûres économiquement

Les briques technologiques des applications stationnaires sont moins propices aux innovations de rupture et plus à des innovations continues. Tant en applications stationnaires qu'embarquées, des perspectives de réductions importantes des coûts existent.

Il importe, au-delà des percées dans quelques pays à l'international (McPhy récemment en Chine,...), d'offrir aux petites entreprises des possibilités d'application sur le territoire national.

Le seul développement de quelques flottes captives est notablement insuffisant pour générer un développement : il faut une exposition à la demande et l'acceptabilité du public, à la réalité des coûts complets et des industriels utilisant l'H<sub>2</sub> sur certaines niches.

Ceci peut passer par l'ouverture au public dans certaines conditions des stations de distribution des flottes captives, et par le traitement sur un territoire donné (une zone agglomérée volontaire) des différentes utilisations « urbaines » d'une économie de l'hydrogène.

S'agissant des véhicules hydrogène (RE ou Full Cell) le marché est mondial : compte tenu du caractère très capitalistique du secteur (les coûts de mise en place industrielle de la Mirai hydrogène de Toyota sont évalués à près d'un milliard d'euros, il paraît peu réaliste de susciter, en plus du fort investissement sur le VE à batteries, un second risque financier d'une telle ampleur. Les

<sup>85</sup> ICPE, etc.

constructeurs nationaux se positionnent quasi exclusivement sur le VE à batteries. La France n'a par ailleurs pas les moyens financiers publics pour réaliser une infrastructure lourde de desserte du territoire en stations à hydrogène.

Compte tenu de l'existence de très grands équipementiers de premier rang (Valeo, Michelin, Plastic Omnium...), les pistes à promouvoir paraissent être de conforter notre savoir-faire par une réelle logique de réseau garantissant une montée en compétence cohérente des acteurs. Les majors (Air Liquide, Michelin, AREVA, etc..) peuvent jouer un rôle fédérateur et rendre moins vulnérables les petites entreprises.

#### 5.5.1.4 Favoriser la mise en œuvre de projets de démonstration

Sauf à ne viser qu'un simple buzz médiatique, les projets de démonstration à favoriser doivent être ceux qui concourent aux orientations stratégiques (cf ci-dessus).

De ce point de vue la "solution industrielle Mobilité écologique" du communiqué du ministre de l'économie E. Macron sur l'entreprise du futur prévoyant la « création de 2 sites industriels d'ici 2017 pour la filière batterie et hydrogène » constitue une réponse satisfaisante à la volonté de disposer de projets de démonstration.

Sur la mobilité, il subsiste une incertitude sur le choix de la pression dans les réservoirs. Le 350 bar permet d'acquérir de l'expérience sur l'hydrogène à coût réduit, mais ne doit pas constituer un handicap pour un déploiement futur qui sera très probablement en 700 bar. Il convient donc d'inciter les constructeurs français à travailler à ce stade sur les deux techniques, en évitant de multiplier des expérimentations en double : si faire deux ou trois sites pilotes sur un domaine a du sens, en faire 30 multiplie les coûts sans apporter d'avantage de connaissance.

**Recommandation n° 4.** Subventionner (État, collectivités,..) le moment venu (dès qu'une offre française de véhicules à hydrogène apparaîtra) dans le cadre de la mobilité électrique, la mise en place de stations de recharge d'H<sub>2</sub> accessibles au public (si possible à partir d'une offre technologique nationale de stations et installations d'approvisionnement), l'exploitation restant à la charge du maître d'ouvrage. Ces stations devront si possible initier un itinéraire interurbain. Les taux accordés seront plus favorables pour les bornes à 700 bar que pour les bornes à 350 bar.

Deux points sont à suivre particulièrement :

- avoir un retour sur le taux de fuites des réservoirs, et de l'ensemble du système de motorisation, le vieillissement des PAC et réservoirs, le vieillissement et le coût d'exploitation des bornes ;
- avoir un retour d'expérience sur la sécurité du stationnement en sous-sol.

**Recommandation n° 5.** Inciter les porteurs de projets de démonstrateurs à acquérir une expérience sur le fonctionnement, dans la durée, des équipements (notamment la résistance au vieillissement), afin de préparer le déploiement et que le tissu industriel français bénéficie du retour d'expérience et dispose de références fortes sur les marchés internationaux à venir.

Par ailleurs, la mission a identifié les flottes captives comme potentiel de développement dans la mesure où elles n'obligent pas à des investissements lourds en matière de bornes. Leur intérêt est accru lorsque leur zone d'action est urbaine (pollution par particules évitée), et l'existence de quelques bornes ouvertes au public et à 700 bar en région parisienne (Roissy, Rungis) ou lyonnaise pourrait aider à susciter des initiatives privées. Pour la région parisienne, cette action pourrait être conduite en partenariat avec le STIF, et prévoir également avec la RATP une expérimentation de bus à hydrogène, dès lors que la nuisance « particules » est maximale en milieu urbain très dense.

Il existe de nombreuses applications potentielles en matière d'engins au sol : on évoquera notamment l'équipement des nombreux engins logistiques au sein des **infrastructures aéroportuaires** (transport de passagers, des bagages, traction au sol des aéronefs, substitution aux APU (Auxiliary Power Unit). Un partenariat avec Aéroport de Paris est possible pour mener une telle expérimentation.

D'autres niches (mobilités « douces » ou niches logistiques) qui n'auraient pas pu justifier isolément le recours à l'hydrogène, pourront émerger en profitant de l'implantation d'une station de distribution à proximité.

**Recommandation n° 6.** Expérimenter l'utilisation de l'hydrogène énergie au sein d'une grande infrastructure aéroportuaire, pour l'ensemble des engins de transport et de logistique (unités de puissance auxiliaires, etc.) opérant sur le site, en s'appuyant sur des équipements français dans la mesure du possible.

Enfin d'autres pistes pourraient être explorées telles la création d'une flotte de taxis à hydrogène.

### 5.5.2 Initier une « économie de l'hydrogène » à l'échelle d'une grande agglomération

De nombreux raisonnements économiques en matière d'hydrogène énergie pâtissent d'une part comme vu précédemment d'une non (ou très insuffisante) prise en compte des externalités positives mais également de raisonnements qui traitent séparément de chaque usage : la mobilité, les applications stationnaires aux fins de stockage, etc.

C'est le sens de la recommandation de la mission d'initier, à l'échelle d'une agglomération dense, une « économie de l'hydrogène » qui certes traite toutes les formes de mobilité urbaine afin de valoriser par une politique cohérente les avantages (pas de polluants locaux, absence de bruit,...) mais doit aussi apporter des solutions en matière logistique (dernier kilomètre, matériels de manutention, services publics) voire en matière de chaleur cogénérée utilisée pour le chauffage de locaux.

En initiant, à l'échelle d'un territoire de superficie limitée, une telle économie de l'hydrogène, on augmente la demande potentielle d'hydrogène sans être contraint à multiplier le nombre de stations de distribution (avec électrolyseurs sur site ou plus centralisés à l'échelle de l'agglomération).

Cette démarche vise à valoriser à l'échelle d'une zone agglomérée dense toutes les propriétés physiques du vecteur H<sub>2</sub> énergie tant en applications stationnaires que mobilité. On s'affranchit ainsi de la contrainte de réaliser une infrastructure nationale pour s'inscrire dans la logique de la loi sur l'air de 1996 dont l'objectif est, pour des raisons de santé publique, de réduire les concentrations de polluants locaux en zone dense.

Outre les quelques expérimentations de flottes captives (La Poste, le département de la Manche,...) qu'il importe d'évaluer et le cas échéant de valoriser, la mission recommande de déployer l'H<sub>2</sub> énergie à l'échelle d'une grande agglomération en traitant tous les registres (mobilité<sup>86</sup>, applications stationnaires<sup>87</sup>, niches logistiques, bâtiment<sup>88</sup> etc.) :

L'addition de ces multiples usages peut d'une part permettre de justifier une production sur place par électrolyse, d'augmenter la taille des électrolyseurs et de mieux amortir l'investissement.

Une telle démarche "transversale" peut constituer un puissant vecteur en termes de pédagogie et de communication à l'intention du public pour le familiariser avec cette énergie. Là aussi, ces expérimentations doivent être menées avec un parfait accompagnement des réglementations sécuritaires et faire l'objet d'un suivi.

Les coûts associés sont significatifs. Pour une installation d'électrolyseurs de type Mayence par exemple (6MW, voir annexe 8 de panorama international, section 2.3), il faut compter 10M€ d'investissement a minima. Quant aux infrastructures d'alimentation en hydrogène, il faut compter selon les estimations entre 300k€ et 1M€ pour une station.

**Recommandation n° 7.** Lancer un appel à projets (appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME, financé par le programme des investissements d'avenir) pour développer, à l'échelle d'une grande agglomération, une économie de l'hydrogène satisfaisant différentes utilisations (mobilité, stockage, logistique et niches industrielles, cogénération...) préférentiellement en faisant appel à des solutions françaises. L'ordre de grandeur du coût global d'un tel projet, nécessairement cofinancé, serait d'une dizaine de M€. Des synergies avec le déploiement de stations (recommandation 4) pourront être recherchées.

De grandes villes comme Lyon ou Strasbourg (situées sur le couloir rhodanien reliant Allemagne et Méditerranée) pourraient être pressenties.

La perspective éventuelle de la future exposition universelle si la France était désignée pourrait être un argument supplémentaire à une telle expérimentation.

Enfin ce laboratoire d'idées peut être en même temps l'occasion de suivre les évolutions comportementales du public en matière de mobilité, qui rendent moins nécessaire la propriété d'un véhicule et introduisent des logiques de partage et d'utilisation de toutes les formes de mobilité adaptées au besoin immédiat de déplacement<sup>89</sup>. L'hydrogène peut accompagner ces évolutions. Le

<sup>86</sup> flottes de taxis, véhicules en libre service dans les gares, 12T pour "dernier km", taxis, Bus, vélos à H2 et parkings sécurisés adaptés, gratuité du stationnement, Systèmes de Transport Automatisés (ARTS ou Podcars : véhicules autonomes couplés à une infrastructure adaptée pour transports publics vers destinations personnalisées petits groupes passagers),

<sup>87</sup> stations de distribution en agglomération pour flottes captives mais accessible au public dans certaines conditions, véhicules administratifs, auto partage,... Applications localisées stockage stationnaire et PtG, engins spécifiques de transport et manutention utilisés au sein des infrastructures aéroportuaires ;

<sup>88</sup> par exemple réseaux de chaleur cogénérée pour alimenter quartiers d'habitations

<sup>89</sup> cf article de Libération du 24 juin 2015 sur le véhicule électrique CITER :

*Ils sont 9,1% des Français à s'imaginer très bien, dans vingt-cinq ans, vivre sans être propriétaires de leur voiture, se contentant des transports en commun, du covoiturage et de l'autopartage. Un taux en hausse, à en croire le cabinet de conseil GFK, qui produit une enquête annuelle sur notre perception du véhicule du futur. Et, en matière de mobilité, elle change. En 2013, selon le même sondeur, seulement 5,4% des Français envisageaient de ne pas posséder de voiture.*

*C'est peut être cette bascule -assez lente- de la propriété à l'usage qui ancrera la pratique de l'électromobilité dans les mentalités. Car dans la foulée de Bolloré et de ses 3280 Autolib en libre-service en Ile de France, de nombreux services d'autopartage proposent des véhicules électriques. Et pour cause : « dans le libre-service, c'est plus facile à gérer, explique David Lainé, patron de*

succès très important depuis deux ou trois ans de l'utilisation partagée d'équipements investit désormais la mobilité urbaine et interurbaine (Autolib, Blablacar, etc..). Vinci vient récemment d'introduire des co-parkings... Ces évolutions au rythme peu prévisible peuvent bouleverser l'économie de la mobilité.

### **5.6 Une R&D ciblée sur les verrous technologiques et animée par les acteurs publics et privés**

La R&D constitue un pilier essentiel pour permettre l'émergence de la filière hydrogène à l'horizon 2025-2030.

Elle doit cependant, dans une période d'argent rare, d'une part être sélective, et d'autre part s'inscrire en cohérence avec les dynamiques européennes.

De nombreux interlocuteurs industriels ont mis en avant l'importance du savoir-faire acquis au fil des années (15 à 20 ans) pour investir la filière hydrogène. L'origine des dirigeants des start up, souvent issus du CEA, en est une illustration.

S'agissant des grands constructeurs automobiles qui sont très présents sur le marché potentiel (Toyota, Daimler, Hyundai,...), la même règle prévaut. Le nombre de brevets détenus est éloquent.

Dans une période de crédits rares, et dans un contexte où la part d'argent public injecté dans la R&D dans le domaine énergétique a notablement diminué au fil des années dans les 29 pays de l'AIE, les initiatives en matière de R&D doivent, comme pour les projets de démonstration, ne pas chercher à "papillonner" ni à investir tous les segments sous prétexte d'obtenir financements européens, mais doivent se concentrer pour faire progresser les technologies et équipements sur lesquels se sont positionnées nos pépites. Ceci concourra ainsi à structurer et renforcer le réseau entre centres de recherche et industriels.

Quelques pôles de compétitivité (Tenerrdis,...) ont investi des domaines de la filière H<sub>2</sub> énergie : la mission recommande, au travers d'un appel d'offre, de désigner un pilote parmi ces pôles en charge d'assurer un suivi et de veiller à la cohérence des travaux portés par les différents pôles et universités en matière de filière H<sub>2</sub> énergie.

**Recommandation n° 8.** Suite à un appel à candidatures, désigner un pôle de compétitivité comme chef de file du thème « hydrogène-énergie ».

---

*Wattmobile. On n'a pas à gérer les pleins d'essence, les consommables, la maintenance est réduite à quasiment zéro. »*

*Du coup monter une station est (presque) un jeu d'enfant. Un câble, une borne, et voilà la station. La jeune start-up française, en partenariat avec la SNCF, installe ses stations d'autopartage dans les gares depuis la fin 2014. Dernière en date, celle de la station Montparnasse, inaugurée le 10 juin. Wattmobile vise les 20 gares à la fin de l'année, avant d'attaquer le secteur des parkings d'hôtel et des centres d'affaires. Son créneau : les particuliers en déplacement professionnel qui ont besoin d'un petit véhicule urbain pour la journée. La réservation et le paiement se font sur smartphone. Le déverrouillage s'effectue à l'aide d'un badge.*

La feuille de route stratégique de l'ADEME<sup>90</sup>, articulée en quatre « visions » (hydrogène bas carbone pour l'industrie, hydrogène renouvelable pour l'industrie, hydrogène bas carbone en réseau national, une économie locale de l'hydrogène renouvelable maille le territoire), identifie cinq « piliers » qui sont autant de priorités en termes de travaux de recherche, de démonstrateurs de recherche et de systèmes pré industriels. En matière de R&D, on notera :

- production d'hydrogène : ensemble des procédés (électrolyse basse température, électrolyse haute température, biomasse) ;
- PEMFC, les systèmes et le stockage imbriqué : optimiser les coûts, la durabilité, et la sécurité ;
- Micro-cogénération et moyenne cogénération SOFC : réduire les coûts, durabilité et fiabilité ;
- études technico-économiques.

Ce type de programmation, associant acteurs privés et publics, devrait être actualisé régulièrement, avec l'ADEME, l'ANR, ANCRE, AFHYPAC, les collectivités intéressées, notamment pour préparer les appels à projets de l'ANR, et de l'ADEME, mais aussi pour coordonner les recherches et démonstrateurs des acteurs publics et privés. Ces travaux de recherche, de développement et de démonstration doivent permettre des allers et retours permanents entre recherches fondamentales, et systèmes intégrés, en lien avec les territoires. Les dimensions économiques et de sécurité doivent faire partie intégrante des projets. Cette feuille de route technologique doit être pleinement articulée avec les solutions industrielles de la Nouvelle France Industrielle.

Le plan d'action de l'ANR 2015 comporte un défi « Energie, propre, sûr et efficace » qui cite l'hydrogène dans la plupart de ses axes. L'ADEME a lancé en 2011 un appel à manifestation d'intérêt (AMI) spécifique sur l'hydrogène et les piles à combustible, et un autre en 2012 sur les véhicules routiers à hydrogène, et plusieurs appels à projets peuvent concerner la filière hydrogène (exemple : stockage et conversion de l'énergie, lancé en 2015, dont le thème 2 porte explicitement sur la conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène). Des projets « hydrogène » sont aussi financés par les AAP de BPI France.

La Commission Européenne, dans le cadre d'Horizon 2020 a lancé, pour la période 2014-2020 un « Fuel Cells and Hydrogen<sub>2</sub> Joint Undertaking » (FCH JU2), avec un engagement public/privé d'environ 1,4 Milliard € sur la période ; cette initiative fait suite au FCH JU1, avec 1 Milliard €, où la France a été troisième bénéficiaire (56 M€), derrière l'Allemagne (95 M€) et la Grande-Bretagne (75 M€)<sup>91</sup> : la France a démontré une forte position en recherche publique et une faiblesse en matière de participation des PME. Comme dans d'autres appels à projets européens, le taux de retour vers des organismes et des entreprises françaises pourrait être plus élevé.

La France doit être présente dans la structuration de la recherche au niveau européen, notamment à travers des coopérations franco-allemandes. Notons à ce titre la création récente de l'European Research Institute for Gas and Energy Innovation (ERIG), entre sept organisations européennes (pour la France, l'Association française du gaz), le KIC (Knowledge and Innovation Community) InnoEnergy, dont un des bureaux principaux est à Grenoble, etc.

La mission est consciente de la nécessité d'encourager la R&D compte tenu des gains technologiques et économiques qui restent à faire pour permettre un développement important de l'hydrogène. Même si elle a senti que certaines pistes se dégagent (électrolyseurs PEM, PAC, intégration, réservoirs, etc.), l'initiative reste aux mains des acteurs de la recherche dans le but d'obtenir des produits compétitifs.

<sup>90</sup> L'hydrogène énergie et les piles à combustibles – Avril 2011

<sup>91</sup> Bilan synthétique du FCH JU1, 2007-2014, pour Paul Lucchese, président de N.ERGHY, vice-président AFHYPAC.



Le développement d'une filière industrielle française dans le domaine de l'hydrogène-énergie nécessite la mise au point de briques technologiques, spécifiques à cette filière, plus compétitives que celles proposées par les concurrents étrangers sur les plans des coûts, de l'efficacité, de la fiabilité, et de la sécurité. Les membres de l'AFHyPAC commercialisent déjà des produits de qualité. Le développement de la filière hydrogène-énergie conduira à une concurrence renforcée, dans un contexte de baisse des coûts et d'exigence renforcée en matière de qualité et de sécurité : il faut s'y préparer dès maintenant.

**Recommandation n° 9.** Mettre à jour (DGE, DGEC, DGRI) régulièrement une feuille de route technologique sur l'hydrogène-énergie, en s'appuyant notamment sur l'ADEME, l'ANR, ANCRE, les acteurs privés et publics, et les collectivités territoriales intéressées, et l'articuler avec le plan d'action « Nouvelle France Industrielle » et les appels à projets publics. Cette feuille de route comprendra un tableau de bord sur l'effort financier public et privé en matière de R&D. Elle devra également favoriser l'émergence d'acteurs industriels à valeur ajoutée basée en France sur les créneaux principaux (électrolyseurs, PAC, réservoirs...).

**Recommandation n° 10.** Soutenir via le PIA3 d'une part les technologies de rupture (stockage par hydrures, électrolyse haute température...), et d'autre part, la réduction des coûts, l'optimisation des processus industriels, la fiabilisation et la sécurisation des briques technologiques françaises les plus mûres (électrolyse alcaline et à membrane polymère, pile à combustible à membrane échangeuse de protons, réservoirs haute pression...).

**Recommandation n° 11.** Participer à la structuration de la R&D européenne, avec notamment pour objectif une implication plus forte des acteurs français (et surtout des PME) au « Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking 2 » d'Horizon 2020.

## ***5.7 Mobiliser tous les leviers pour créer un environnement propice au succès de la politique relative à la filière hydrogène énergie***

### **5.7.1 Disposer d'un environnement réglementaire et normatif adapté et réactif :**

L'hydrogène est un gaz qu'il faut manipuler avec précaution. Son introduction dans la « sphère publique » impose encore plus de gérer avec toute la rigueur nécessaire les conditions de son utilisation et le régime d'installation classée pour les sites de production ou de stockage d'hydrogène doit bien sûr être préservé (voir § 3.6).

La mission a rencontré la DGPR et pu constater la volonté de l'administration d'accompagner l'émergence de la filière sans constituer un frein au développement. Des groupes de travail associant la profession et les experts de l'administration se réunissent régulièrement sur le stockage la

production permettant d'élaborer et de publier en temps les arrêtés interministériels réglementant les conditions d'utilisation de l'hydrogène.

A titre d'illustration un arrêté interministériel concernant les chariots élévateurs (technologie économiquement mûre) est dans le circuit d'approbation en vue d'une parution à l'automne.

Un travail similaire est lancé concernant les stations-service qui devrait déboucher dans les 2 ou 3 ans qui viennent. La mission recommande d'accélérer le processus d'élaboration des textes.

La mission a (cf. volet international détaillé en annexe 8) pu constater des réglementations assez différentes en termes de sévérité d'un pays à l'autre (le Japon étant un cas extrême).

- Recommandation n° 12.** Adapter les réglementations ICPE afin de donner un cadre sûr et stable aux administrations chargées des autorisations et des contrôles des installations de production et de stockage d'hydrogène vecteur d'énergie
- Recommandation n° 13.** Conforter la présence française, *via* les industriels et l'INERIS notamment, dans les travaux de normalisation européenne.
- Recommandation n° 14.** Activer, sous l'égide de la DGPR, le groupe de travail GTH2E sur les stations d'alimentation privées ou publiques et rendre prioritaire la finalisation de l'arrêté fixant les prescriptions applicables.
- Recommandation n° 15.** Constituer un petit groupe (quatre ou cinq personnes de la DGPR et des DREAL) de « référents hydrogène » en appui de l'ensemble des DREAL.

### 5.7.2 Soutien public en matière financière et fiscale

Relativement au Bonus-Malus basé sur les émissions des véhicules, les véhicules à hydrogène, avec ou sans prolongateur d'autonomie, sont des véhicules électriques zéro émission et donc éligibles aux bonus dévolus aux véhicules électriques.

Dans le contexte des propositions permettant un développement rapide et économique, on peut identifier quelques pistes de soutien en matière financière pour favoriser le recours à l'électrolyse et au stockage longue durée dans les logiques de production d'H<sub>2</sub> et d'aménagement du territoire (utiliser l'expérimentation MYRTE à plus grande échelle : cf. Toscane) dans des régions important une large part de leur électricité (Bretagne, Corse, régions ultramarines...).

- Recommandation n° 16.** Dans le domaine du stationnaire, exonérer de tarif d'usage des réseaux publics d'électricité (TURPE) les installations permettant le stockage d'électricité par le biais du vecteur hydrogène, afin d'éviter un double paiement de l'accès au réseau, et exonérer de charge de service public de l'électricité (CSPE) l'électricité utilisée pour l'électrolyse, afin de favoriser le recours à l'électrolyse et au stockage longue durée.

En effet, s'agissant de l'électrolyse, les coûts d'acheminement (TURPE) et les taxes (CSPE et CTA) représentent plus de 40 % du coût total de production de l'H<sub>2</sub> énergie.

Les taxes (CSPE et CTA) représentent plus de 60 % des coûts d'acheminement, plus de 30 % des coûts d'approvisionnement, plus de 20 % du coût total de production et favorisent les installations de forte puissance.

Compte tenu du coût de l'équipement d'électrolyse et du fait que les quantités en jeu resteront très faibles d'ici à 2030, on n'est pas dans une logique de risque de bulle spéculative comme pour le photovoltaïque et les importations de cellules asiatiques.

### 5.7.3 Utiliser des méthodologies robustes pour évaluer la performance en GES des projets soutenus : les méthodologies onusiennes des projets domestiques

Les projets domestiques<sup>92</sup> (19 projets développés en France entre 2008 et fin 2012 fin de la première période du protocole de Kyoto) ont permis de réduire de 9 Mt de CO<sub>2</sub> les émissions de GES de la France. Ils allègent d'autant les engagements nationaux de réduction d'émissions

La poursuite de ces mécanismes de projet est directement liée aux accords climat internationaux à venir (COP21 de Paris fin 2015 notamment).

Depuis 2013 les mécanismes de projets ont pâti de l'absence d'accord sur les conditions de poursuite du protocole de Kyoto.

Néanmoins, des méthodologies robustes existent et le principe d'évaluer les projets innovants par leur « additionnalité » c'est-à-dire leur sobriété en carbone par rapport aux pratiques existantes est à promouvoir.

Tous les acteurs appellent désormais l'émergence d'un prix de carbone qui permette de mieux refléter le bénéfice environnemental dans les calculs économiques d'évaluation des projets innovants. Une valorisation de l'ordre de 40-60 € la tonne à l'horizon 2025-2030 paraît assez régulièrement admise (voir précédemment).

Sans attendre une telle émergence, la mission recommande, compte tenu du délai nécessaire pour élaborer des méthodologies visant à quantifier les émissions de GES évitées, que notre pays soit moteur pour susciter dès à présent leur élaboration pour toutes les applications H<sub>2</sub> matures.

**Recommandation n° 17.** La mission recommande d'élaborer des méthodologies visant à quantifier les émissions de GES évitées par des projets « hydrogène » consacrés aux niches industrielles matures, dans la logique de la démarche des « projets domestiques » au sens du protocole de Kyoto.

La France peut ainsi devenir moteur en matière d'élaboration de méthodologie de quantification d'émissions pour toutes les applications H<sub>2</sub> matures. Ceci permettra de disposer d'instruments économiques mieux adaptés pour évaluer les projets et leur contribution à la transition énergétique.

### 5.7.4 Suivi : une feuille de route d'ici à 2025 publique et détaillée et une gouvernance en charge de son respect strict

<sup>92</sup> Dans le cadre du protocole de Kyoto, un projet domestique est un projet privé améliorant les émissions de GES nationales, et qui est rémunéré en tonnes de CO<sub>2</sub> économisées

La filière H<sub>2</sub> énergie commence à émerger. Dans les « neuf solutions » d'E. Macron qui ont pris le relais des 34 plans de la Nouvelle France Industrielle, sont rappelées les bonnes règles d'une stratégie industrielle et l'hydrogène y a sa place.

En termes de pilotage ministériel, les logiques qui peuvent animer chaque ministère concerné par la filière H<sub>2</sub> énergie ne constituent pas actuellement un élément bloquant au développement de la filière. Il importe de veiller bien sûr à ce que chaque ministère prenne en compte dans ses raisonnements toutes les contraintes induites par les politiques publiques.

En matière de coordination au niveau des pouvoirs publics, il vaut mieux franchir les frontières et développer coopération entre ministères en France et en Allemagne : plus adapté au degré de maturité de la filière H<sub>2</sub> énergie dont mobilité. Les approches très personnalisées des deux pays ne peuvent qu'être source de synergies.

Par ailleurs, l'impératif de coordination adresse également la sphère industrielle comme on l'a dit précédemment. Les Pouvoirs publics ne disposant d'aucune marge financière massive, il vaut mieux veiller à ce que se forme progressivement un véritable réseau structuré d'industriels.

**Recommandation n° 18.** Encourager, y compris en la cofinçant, la structuration du paysage industriel français de la filière H<sub>2</sub> énergie autour de quelques grands acteurs dans le cadre de la « solution industrielle » mobilité écologique du Plan Macron.

## 5.7.5 Créer les conditions d'une bonne acceptation sociale

### 5.7.5.1 Exemplarité des pouvoirs publics

La mission recommande que les services gestionnaires en charge des marchés publics aient une information sur les perspectives d'apparition à moyen terme d'équipements et véhicules utilisant l'hydrogène énergie et sur des possibilités d'expérimentations dès à présent.

Il pourrait être expérimenté le cas échéant du stockage stationnaire dans une cité administrative produisant de l'électricité d'origine renouvelable, l'acquisition de quelques véhicules H<sub>2</sub> ministériels, ou encore l'équipement du parc de quelques entreprises publiques.

### 5.7.5.2 Acceptabilité du public ; Éducation

#### 5.7.5.2.1 Acceptabilité du public : le cas de l'Allemagne / transposabilité en France

Le présent rapport a, à plusieurs reprises, insisté sur les spécificités des différents pays par rapport au recours à l'hydrogène énergie dans ses différentes utilisations potentielles : insularité du Japon, renoncement de l'Allemagne à la production d'électricité d'origine nucléaire avec un fort investissement dans les EnR, fort engagement environnemental de la Californie...

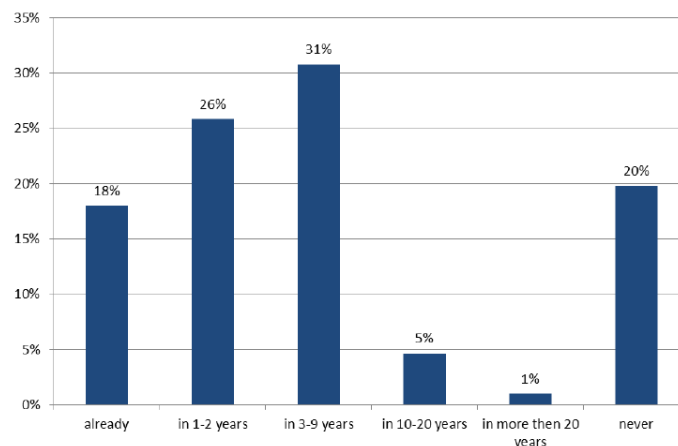
Les conditions d'acceptabilité du public ne sont pas transposables.

La mission a eu communication d'un sondage d'opinion auprès de la population allemande sur la mobilité hydrogène (NOW avec le soutien du BMVBS, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, ministère fédéral des transports, de la construction et de l'urbanisme) : s'agissant d'un sondage détaillé, opéré assez récemment (janvier 2013) et a priori assez représentatif de la population (échantillon de 1012 sondés) on retiendra quelques conclusions :

### Perception de la période de "réelle" commercialisation des véhicules à hydrogène

31 % des personnes interrogées situent la période à 3-9 ans

What do you think: When can you buy a hydrogen car like a normal car from a car dealer?



**Acceptabilité par rapport à véhicule classique :** à la question "Imaginez que vous deviez acheter un véhicule neuf prochainement ; à prix égal et choix équivalent, opteriez-vous pour un véhicule à hydrogène ou un conventionnel ? » la réponse témoigne, au-delà d'un certain réalisme, d'un certain déficit d'information du public :

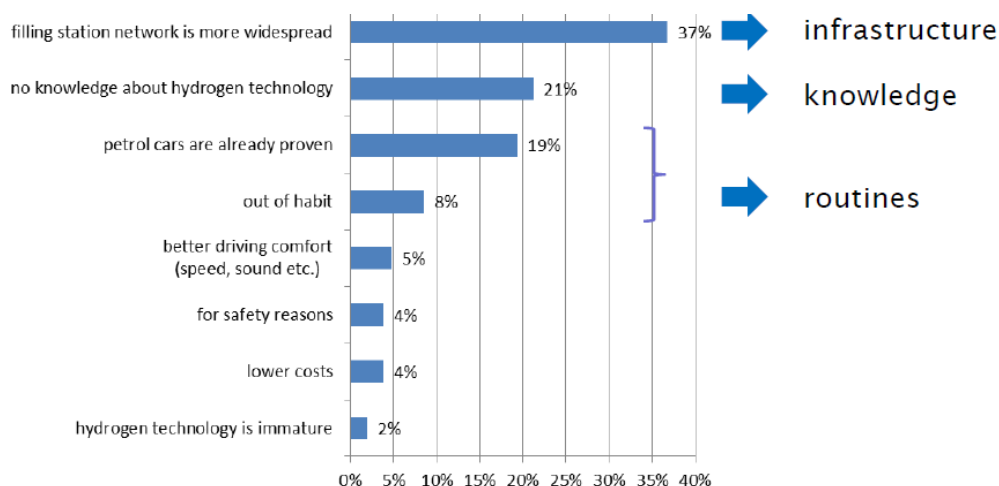
44 % choisiraient le véhicule à hydrogène et 20 % resteraient sur le véhicule conventionnel.

En interrogeant ces 20 % sur les raisons de ce choix :

37 % mettent en avant le peu de stations de distribution d'H<sub>2</sub> ;

21 % leur méconnaissance de la technologie H<sub>2</sub> ;

27 % « la routine », la préférence pour des technologies éprouvées



Les résultats sont à l'évidence intéressants mais non transposables du fait de l'investissement déjà important de l'Allemagne en matière de mobilité hydrogène. Néanmoins il serait souhaitable de pouvoir disposer en France à échéance régulière (l'année) de tels baromètres de l'opinion à l'instar de ce que réalise l'ADEME en matière de rénovation énergétique des bâtiments.

**Recommandation n° 19.** Demander à l'ADEME de publier périodiquement un baromètre de l'opinion publique vis-à-vis de la filière hydrogène à l'instar de ce qui est fait en matière de rénovation énergétique des bâtiments.

Les expérimentations de déploiement d'une économie H<sub>2</sub> sur un territoire aggloméré peuvent permettre de mieux évaluer ces changements sociétaux.

#### 5.7.5.2.2 Éducation

Il faudrait inciter les enseignants à introduire dans l'enseignement "développement durable" (enseignement dans les collèges) une sensibilisation à l'H<sub>2</sub> énergie et mobilité.

#### 5.7.5.2.3 Actions de communication

**Recommandation n° 20.** Promouvoir des vitrines (bruit, confort, santé, conduite apaisée, autonomie, commentaires des conducteurs..) des véhicules de **transport** en agglomération (**taxis**, bus, Podcars,...) si possible conçus et fabriqués en France .

### 5.7.6 Rechercher les termes d'un partenariat avec l'Allemagne ménageant les meilleures synergies

La multiplicité des applications possibles de l'H<sub>2</sub> énergie et les investissements assez différenciés des États militent pour la recherche d'échanges et de synergies.

A cet égard, l'Allemagne et la France, par leurs "parcours énergétiques" différents, peuvent alimenter une montée en connaissance conjointe ; la mission recommande de s'orienter vers la recherche de partenariats Allemagne-France entre États, entre collectivités, et/ou entre industriels :

a/ dans la conception des "packs" pour applications stationnaires et stockage massif dont le power to gas

b/ expérimenter et innover en matière de mobilité urbaine et applications stationnaires durables : zones à faibles émissions polluantes, nouveaux services et infrastructures de mobilité en zone dense : transports (automatisés, de porte à porte,...) de personnes, innovations logistiques (livraisons) sur le dernier kilomètre), mécanismes de financement innovants, matériels aéroportuaires, etc.;

c/ expérimentations en matière de déploiement (toutes applications) d'H<sub>2</sub> énergie sur un même territoire à l'échelle d'une région et/ou d'une agglomération ;

d/ coordination pour aboutir rapidement à une norme européenne en matière de stations d'alimentation en hydrogène.



## CONCLUSION GENERALE

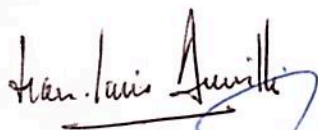
Le sujet de l'hydrogène énergie a pris depuis quelques années une ampleur nouvelle, avec un lobbying actif des parties prenantes, et des développements récents médiatisés, notamment dans le domaine de la mobilité, où les véhicules autrefois inaccessibles commencent à entrer dans une gamme de prix abordables et de coûts prometteurs. Tant en mobilité qu'en génération stationnaire, l'hydrogène occupe déjà des niches rentables et semble s'approcher d'un usage grand public. Si la rentabilité n'en est pas encore établie par le calcul économique classique, elle est améliorée par une prise en compte des externalités et de la flexibilité du vecteur hydrogène, et est envisageable à court-moyen terme grâce à des innovations, optimisations, fiabilisation et gains d'échelle prévisibles mais difficile à quantifier en ampleur et en proximité temporelle.

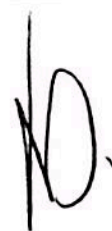
La démarche, actuellement poursuivie en France, de veille et de déploiement de stations pour flottes captives est une démarche raisonnable et prudente, a minima, compatible avec des moyens limités et un engagement encore restreint de certains acteurs clés, notamment des constructeurs automobiles. Cette démarche ménage l'avenir en envisageant un déploiement autour de clusters initiaux. Elle peut cependant conduire à un retard difficile à rattraper sur d'autres pays plus engagés. D'un autre côté, d'autres filières, potentiellement concurrentes, sont aussi susceptibles de développement.

Vis à vis des autres formes d'énergie, il y a plus de complémentarité que de concurrence à attendre du développement de la filière hydrogène en France, y compris dans les applications de transport et mobilité. De plus la France dispose d'atouts objectifs en amont de la filière, de petites entreprises innovantes ainsi que de grands opérateurs potentiellement fournisseurs et utilisateurs. Une montée en puissance du développement de la filière est souhaitable si elle reste dans des dimensions soutenables, avec au minimum des assouplissements réglementaires et l'augmentation des démonstrateurs et expérimentations en vraie grandeur afin de fiabiliser les technologies et les modèles économiques, maintenir une veille active et un environnement favorable à un déploiement éventuel, et préserver les compétences acquises sur ce sujet d'avenir.

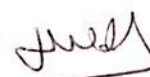


Jean CUEUGNIET

Ingénieur général  
des Mines

Jean-Louis  
DURVILLEIngénieur général  
des Ponts, des  
eaux et des forêts

Jean-Claude  
GAZEAUIngénieur général  
des Ponts, des  
eaux et des forêts


Benoît LEGAIT

Ingénieur général  
des Mines


Jean-Michel NATAF

Ingénieur général  
des Ponts, des  
eaux et des forêts

## ANNEXES

Annexe 1 : Lettre de mission

Annexe 2 : Liste des personnes rencontrées ou interrogées

Annexe 3 : Glossaire

Annexe 4 : Le paysage énergétique probable en 2030

Annexe 5 : Éléments de calculs de coût de la production d'hydrogène par électrolyse

Annexe 6 : Avantages et inconvénients techniques des différentes technologies de stockage d'énergies

Annexe 7 : L'hydrogène et la mobilité : compilation des études existantes

Annexe 8 : Panorama international

Annexe 9 : La plate-forme MYRTE (Corse du sud)

Annexe 10 : Sondage d'opinion réalisé en 2013 en Allemagne (HyTrust)

**Annexe 1 : Lettre de mission**

Le Ministre de l'économie,  
de l'industrie et du numérique

La Ministre de l'écologie,  
du développement durable et de l'énergie

à

Monsieur Luc ROUSSEAU,  
Vice-président du conseil général de l'économie

Monsieur Patrice PARISE  
Vice-président du conseil général de l'environnement  
et du développement durable

Paris, le **12 FEV. 2015**

Objet : Filière hydrogène-énergie

La réduction de notre dépendance aux énergies fossiles et la lutte contre le changement climatique imposent que nous nous engagions résolument dans une transition énergétique où, progressivement, les énergies non carbonées, notamment les énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien,...), deviendront dominantes. L'hydrogène, en tant que vecteur énergétique, pourrait jouer un rôle déterminant dans cette transition.

L'hydrogène est en effet un vecteur énergétique<sup>1</sup> prometteur, pour le stockage, le transport et la génération d'énergie, et présente des applications multiples : mobilité décarbonée, appareils nomades, stockage stationnaire d'énergie, transport dans les réseaux de gaz naturel, etc. Obtenu par électrolyse de l'eau, et stocké, il peut mieux valoriser les productions d'électricité intermittentes, et contribuer à équilibrer l'offre et la demande en électricité.

Nous vous demandons :

1 - d'évaluer les enjeux économiques, techniques, environnementaux, industriels et de sécurité de la filière hydrogène-énergie selon les technologies et les applications ;

2 – de proposer des mesures concrètes, propres à lever les freins au développement de cette filière industrielle et à favoriser le développement des technologies les plus mûres économiquement et la mise en œuvre de projets de démonstration. Vous analyserez en particulier les modifications possibles et souhaitables de nature réglementaire (sécurité et

---

<sup>1</sup> L'hydrogène industriel utilisé pour ses propriétés chimiques sort du cadre de la présente mission.



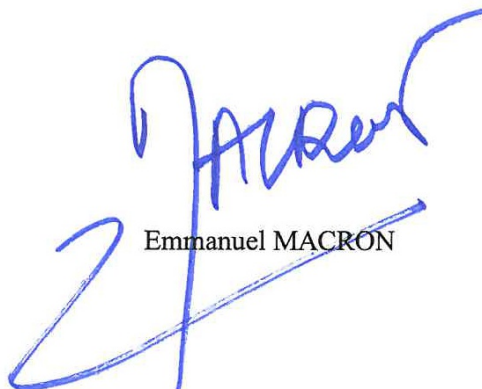
impact environnemental), normative ou concernant les modes de soutien public, ainsi que les possibilités en matière de R&D, de simplification administrative et de commande publique. Les éventuelles pistes d'amélioration de la coordination interministérielle seront examinées. Vous proposerez un calendrier de mise en œuvre des mesures recommandées, en privilégiant les propositions assurant un développement industriel rapide et économique, et répondant aux objectifs de la transition énergétique, tant au niveau national qu'europpéen, sans transiger sur les exigences de sécurité.

Vous vous appuyerez notamment sur les travaux de l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques<sup>2</sup> et des industriels, regroupés autour du plan de la Nouvelle France Industrielle « Autonomie et puissance des batteries », et sur une comparaison avec les expériences allemandes et japonaises en la matière.

Vous pourrez vous appuyer sur les services de la Direction Générale des Entreprises, la Direction Générale de la Prévention de Risques et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, et sur les organismes de recherche compétents (notamment le CEA et l'INERIS).

Votre rapport final est attendu dans <sup>trois mois</sup> ~~six mois~~ à compter de la signature de la lettre de mission. Une première note d'étape est attendue sous trois mois.

Nous vous prions de croire, Messieurs les vice-présidents, en l'expression de notre considération distinguée.



Emmanuel MACRON



Ségolène ROYAL

---

<sup>2</sup> Rapport du 19 décembre 2013 « L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique ».

**Annexe 2 : Liste des personnes rencontrées ou interrogées**

Nom	Prénom	Organisme	Fonction	Date
MARCHAL	Julien	Cabinet Économie	Conseiller en charge de l'énergie, des industries extractives et de l'environnement	20 mars 2015
HANS	Étienne	Cabinet Économie	Conseiller en charge des filières industrielles	20 mars 2015
PESKINE	Hélène	Cabinet MEDDE	conseillère transition énergétique, climat, écomobilité, bâtiment durable	26 mars 2015
PELLION	Antoine	Cabinet MEDDE	conseiller technique énergie	26 mars 2015
QUINT	Aliette	Air Liquide AFHYPAC	Directrice stratégie, réglementation et affaires externes  Secrétaire générale	1e avril 2015
JUNKER	Michel	ALPHEA Hydrogène	Directeur	1e avril 2015
BEEKER	Étienne	France Stratégie	Chargé de mission, département développement durable	1e avril 2015
REICH	Jean-Paul	GDF Suez	Directeur scientifique, direction recherche et innovation	1e avril 2015
GRUSON	Jean-François	IFPEN	Directeur expert, direction veille	1e avril 2015
COLONNA	Paul	INRA Nantes	ABSENT	1e avril 2015
LE BRETON	Daniel	TOTAL	Directeur développement produits, stratégie marketing et recherche, marketing et services	7 avril 2015
ROUSSEAU	François	INERIS	Responsable du pôle substances et procédés, direction des risques accidentels	7 avril 2015
LACROIX	Franck	EDF	Directeur délégué EDF recherche	7 avril 2015

			et développement	
WEINBERGER	Benno	INERIS	Responsable études et recherches en unité procédés et énergies propres et sûrs, direction des risques accidentels	7 avril 2015
GHOUREYCHI	Mehdi	INERIS	Directeur des risques du sol et du sous-sol	7 avril 2015
GAUTIER	Ludmilla	EDF/KIT, EIFER	Directrice,	7 avril 2015
HERCBERG	Sylvain	EDF	Chef de département prospective technologique	7 avril 2015
SERRE COMBE	Pierre	CEA LITEN	Directeur adjoint	7 avril 2015
ANTONI	Laurent	CEA LITEN	Responsable programme hydrogène et piles à combustible	7 avril 2015
LE NAOUR	François	CEA LITEN	Adjoint au chef de département des technologies biomasse et hydrogène	7 avril 2015
CANDELA	Catherine	TENERRDIS	Déléguée générale	7 avril 2015
FERRARI	Fabio	Symbiocell	président	7 avril 2015
BOUILLON-DELPORTE	Valérie	Michelin	Market opportunities assessment director, incubator program office (IPO)	7 avril 2015
LEBOULLENGER	Bruno	DGE	Chef du bureau industries de l'énergie, sous direction des matériaux de transport, de la mécanique et de l'énergie, direction générale des entreprises	7 avril 2015
METEYER	Hervé	DGE	Adjoint au chef de bureau Industries de l'énergie, sous direction des matériaux de transport, de la mécanique et de l'énergie, direction générale des entreprises	7 avril 2015
LECLERE	Nicolas	PSA	Responsable tractions alternatives et optimisation énergétique, innovation chaînes	10 avril 2015

			de traction et énergie, direction recherche, innovation et technologies avancées	
POYETON	Eric	Plate forme de la filière automobile (PFA)	Directeur général	10 avril 2015
FAUGERAS	Thierry	D3Intl	Président	10 avril 2015
LAMY	Claude	CNRS	Chargé de mission CNRS-INC pour H2 et piles à combustible	10 avril 2015
MAUBERGER	Pascal	Mc Phy Energie  AFHYPAC	Président du directoire  Président	10 avril 2015
LUCCHESI	Paul	AIE  AFHYPAC  N.ERGHY	Vice-président  Président et FCH JU Board Member	10 avril 2015
BOUCLY	Philippe	GRT Gaz  AFHYPAC	Conseiller spécial  Vice-président	10 avril 2015
FRANC	Pierre Étienne	Air Liquide	Vice président, advanced business and technologies	10 avril 2015
SAVIN	Olivier	Dassault Aviation	Direction technique systèmes	17 avril 2015
BODINEAU	Luc	ADEME	Direction de la recherche et de la prospective	17 avril 2015
GERTZ	Alexis	CNR	Ingénieur attaché de direction, direction de l'énergie	20 avril 2015
PIRON	Vincent	CNR	Directeur délégué international, direction de l'énergie	20 avril 2015
PICARD	Pierre	WH2		20 avril 2015
BOST	Jean-Pascal	WH2	Directeur financier	20 avril 2015
DE VOLDER	Marc	Siemens	Directeur des ventes Europe ouest, solutions hydrogène,	21 avril 2015



			Siemens	
GIE	Rodolphe	Pôle Véhicule du futur, région Franche Comté	Directeur de programme Énergie et Propulsion	21 avril 2015
PERREUX	Dominique	MAHYTEC	Président	21 avril 2015
HELLER	Claude	EHD2020  Air liquide	Président  Directeur R&D énergie	22 avril 2015  20 mai 2015
JAMMES	Laurent	Actys	General Manager & Partner	22 avril 2015
GUGENHEIM	Michel	Areva H2Gen	Président	22 avril 2015
PERRIER	Olivier	RAIGI	Directeur général	23 avril 2015
FORTE	Pierre	PRAGMA	CEO	23 avril 2015
NEVEU	Daniel	Valéo systèmes thermiques	Recherche et développement, responsable projets d'innovation	23 avril 2015
SEGA	Patrick	Valeo Groupe R&D	Directeur des projets transversaux	23 avril 2015
FOURNAUD	Benoît	Hydrogène de France	Chef de projets	23 avril 2015
RÖHR	Thomas	Professeur, chaire de mobilité	ESTA École supérieure des technologies et des affaires  Syndicat Mixte des Transports en Commun du territoire de Belfort	23 avril 2015
JEDLICZKA	Marc	HESPUL énergies renouvelables & efficacité énergétique	Directeur général	6 mai 2015
LAMBERT	Florence	CEA Liten Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des. Énergies Nouvelles et les nanomatériaux	Directrice	6 mai 2015  5 juin 2015 (téléphonique)
JULIEN	Emmanuel	Actys	Président et associé	20 mai 2015

MICHEL	Laurent	DGEC	Directeur général de l'énergie et du climat	5 juin 2015
BLANC	Patricia	DGPR	Directrice générale de la prévention des risques	15 juin 2015
CANAL	Frédéric	Groupe Renault DE-IRE E-Technologies & Advanced Systems – Dpt 68083	Head of Department Long Range EV research project Pilot	8 juin 2015 (téléphonique)
LEVENT	Laurent	DGPR	Chef du Bureau des risques technologiques et des industries pétrolières (BRTIP)	15 juin 2015
SAURON	Claire	DGPR	Chargée de mission au BRTIP	15 juin 2015

**Annexe 3 : Glossaire**

Acronyme	Signification
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AFC	Alkaline fuel cell, pile à combustible alcaline
AFHYPAC	Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible
AIE	Agence internationale de l'énergie
BEV	Battery electric vehicle, véhicule électrique à batteries
Capex	Capital expenditure, dépense en capital
CCE	Coût complet de l'électricité
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CGEDD	Conseil général de l'environnement et du développement durable
CGEiet	Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies
CH <sub>4</sub>	Méthane
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
CPH	Coût de production de l'hydrogène
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement
DGCIS	Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services (devenue DGE)
DGE	Direction générale des entreprises, ex DGCIS
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DGPR	Direction générale de la prévention des risques
EnR	Énergie renouvelable
ERP	Établissement recevant du public
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
FC	Fuel cell, pile à combustible
FCEV	Fuel cell electric vehicle, véhicule électrique à pile à combustible
GES	Gaz à effet de serre
GWh	Gigawattheure = 1 million de kWh
H <sub>2</sub>	Hydrogène
ICE	Internal combustion engine, moteur à combustion interne, moteur thermique
IED	Industrial emissions directive, directive européenne 2010/75/UE sur les émissions industrielles
IFPEN	Institut français du pétrole et des énergies nouvelles
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
kW	kilowatt

kWh	Kilowatt-heure
LCOE	Levelized cost of energy, coût actualisé de l'énergie
Lge	Liter gasoline equivalent, équivalent d'un litre d'essence
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
MCFC	Molten carbonate fuel cell, pile à combustible à carbonate fondu
MEA	Membrane electrode assembly, assemblage membrane électrode
Mt	Million de tonnes
MWh	Mégawattheure (1 000 kWh)
N <sub>2</sub>	Azote
NH <sub>3</sub>	Ammoniac
OPECST	Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques
Opex	Operating expenditure, coûts en fonctionnement
P2C	Power to chemical
P2G	Power to gas
P2P	Power to power
PAC	Pile à combustible
PAFC	Phosphoric acid fuel cell, pile à combustible à acide phosphorique
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PEM	Polymere electrolyte membrane, membrane polymère électrolyte
PEMFC	PEM fuel cell, pile à combustible à membrane électrolyte polymère
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle, véhicule électrique hybride rechargeable
PL	Poids lourd
PLTECV	Projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte
PME	Petite et moyenne entreprise
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
PtG	Power to gas
RE	Range extender, prolongateur d'autonomie
RTE	Réseau de transport d'électricité
SMR	Steam methane reforming, vaporeformage
SOEC	Solid oxide electrolyser cell, cellule électrolyseur à oxyde solide
SOFC	Solid oxide fuel cell, pile à combustible à oxyde solide
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
tCO <sub>2</sub>	Tonne de CO <sub>2</sub>
TMD	Transport de matières dangereuses
TPE	Très petite entreprise

TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TWh	Térawattheure (1 Milliard de kWh)
UFE	Union française de l'électricité
VEB	Véhicule électrique à batterie
VEH2	Véhicule électrique à hydrogène
VH2	Véhicule à hydrogène
VHR	Véhicule hybride rechargeable
VL	Véhicule léger
VP	Véhicule personnel
ZE	Zéro émission
ZNI	Zone non interconnectée

## **ANNEXE 4 : Le paysage énergétique probable en 2030**

Le paquet Climat-énergie de l'Union européenne (UE) adopté en décembre 2008 prévoit pour 2020 un mix énergétique de 20 % de renouvelables, une réduction de 20 % des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 1990 et une augmentation de l'efficacité énergétique de 20 % par rapport à 2008.

En octobre 2014, de nouveaux objectifs ont été fixés pour 2030 :

- 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport à 1990 (objectif contraignant),
- 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique,
- 27 % d'économies d'énergie.

Contrairement au "paquet énergie-climat" de 2008, le seul objectif contraignant de réduction de 40 % des GES n'est pas décliné au niveau des États qui restent maîtres de leur politique énergétique.

La Commission européenne a publié le 15 décembre 2011 une feuille de route pour 2050, qui envisage cinq scénarios dont deux basés sur les tendances actuelles et trois plus volontaristes sur la décarbonation. Tous prévoient une augmentation des énergies renouvelables pour atteindre au moins 30 % de la consommation finale en 2030 et 55 % en 2050<sup>1</sup>. L'électricité pourrait fournir 65 % de la demande énergétique liée aux véhicules. Pour l'hydrogène, une fois cité, il est préconisé le soutien des Pouvoirs publics sur les carburants de substitution.

Le Parlement européen a publié le 14 mars 2013 une résolution commentant de manière positive la feuille de route de la Commission.

La directive sur les carburants alternatifs (2014/94/UE) prévoit des normes techniques (type 2 pour les prises électriques, respect de la norme ISO/TS 20100 sur les stations-service à hydrogène et de la norme ISO 14687-2 sur la pureté de l'hydrogène) mais reste peu contraignante sur le déploiement<sup>2</sup>.

Enfin, la Commission réglemente le niveau des émissions des voitures neuves. La norme 2015 de 130 gCO<sub>2</sub>/km était déjà atteinte en 2014 avec environ 125 gCO<sub>2</sub>/km. Pour 2021, la norme est de 95 gCO<sub>2</sub>/km pour la moyenne des véhicules vendus par chaque constructeur (ce qui signifie 4,1 l/100km d'essence ou 3,6 l/100km de diesel) avec des pénalités de 95 € par g CO<sub>2</sub> de dépassement. En 2020 seules 95 % des voitures produites seront prises en compte pour chaque constructeur, permettant d'exclure les 5 % de grosses cylindrées fortement émettrices.

---

<sup>1</sup> Le plus volontariste (SER) visant même 64%, obtenu avec 97% de renouvelable dans la production d'électricité.

<sup>2</sup> Extraits :

Considérants : « *Le taux de pénétration des véhicules à moteur fonctionnant à l'hydrogène, y compris de catégorie L, est très faible à l'heure actuelle, mais il est essentiel de mettre en place une infrastructure de ravitaillement en hydrogène suffisante pour permettre leur déploiement à plus grande échelle.*

Article 5 : « *Les États membres qui décident d'inclure des points de ravitaillement en hydrogène ouverts au public dans leurs cadres d'action nationaux veillent à ce que, au plus tard le 31 décembre 2025, ces points soient disponibles en nombre suffisant pour permettre la circulation de véhicules à moteur à hydrogène, y compris des véhicules à piles à combustible, au sein de réseaux déterminés par ces États membres, comportant, le cas échéant, des chaînons transfrontaliers.* »

### ***Une politique énergétique française volontariste***

En France, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définitivement votée le mercredi 22 juillet 2015 inscrit dans le code de l'énergie un objectif de réduction de la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 par rapport à 2012 (et de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 %). Elle fixe la part des énergies renouvelables (EnR) à 32 % de la consommation finale brute d'énergie<sup>3</sup> (les objectifs européens sont de 27 %). Les EnR devront représenter 40 % de la production d'électricité<sup>4</sup>. Elle fixe pour objectif « de réduire, à terme, la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en accompagnement de la montée en puissance des énergies renouvelables en veillant à préserver l'indépendance énergétique de la France, de maintenir un prix de l'électricité compétitif et de ne pas conduire à une hausse des émissions de gaz à effet de serre ». La loi prévoit aussi de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030 par rapport à 1990, ce qui correspond au plafond européen.

Le titre III du projet de loi introduit des dispositions sur les transports destinées à améliorer la qualité de l'air : des conditions de circulation et de stationnement privilégiées peuvent être accordées aux véhicules à très faibles émissions<sup>5</sup>, et « des zones à circulation restreinte peuvent être créées dans les agglomérations et les zones pour lesquelles un plan de protection de l'atmosphère est adopté... », voire sur le domaine routier national.

Par ailleurs, l'État sera tenu de respecter une proportion minimale de 50 % de véhicules à faibles émissions (Véhicules électriques ou utilisant des carburants alternatifs au sens de la directive 2014/94/UE) à compter du 1er janvier 2017. Les autobus et autocars renouvelés à partir de 2025 devront être à faibles émissions<sup>6</sup>.

### ***Plusieurs études décrivent des scénarios 2030 cohérents***

Au-delà des objectifs affichés par l'Europe et la France, le système énergétique mondial est soumis à de fortes contraintes en termes de réserves, d'impact environnemental et climatique, de réglementations et de financement. Les événements politiques dans le monde, et notamment au Moyen-Orient, ont un effet immédiat sur le prix du pétrole. Dans ce contexte marqué par d'importantes incertitudes sur la demande, la mise en application des politiques publiques (voir ci-dessus) et les évolutions des technologies, une vision prospective sur le mix énergétique, sur les prix des énergies fossiles, de l'électricité, et du carbone, à l'horizon 2030, apparaît particulièrement délicate. Pour évaluer la place que pourrait y prendre l'hydrogène dans le secteur énergétique, il apparaît nécessaire de mentionner les conclusions de quelques études de référence, sans prétendre à l'exhaustivité.

#### **L'AIE<sup>7</sup> distingue trois scénarios de référence :**

<sup>3</sup> La politique est plus volontariste sur les départements d'outre-mer avec 50% d'énergies renouvelables dès 2020.

<sup>4</sup> Pour mémoire, la France disposant de 10 à 12 % d'énergie hydroélectrique, et de 2 à 3 % d'EnR thermiques, ceci signifie environ 25 % d'énergies renouvelables intermittentes.

<sup>5</sup> Définition qui doit être précisée par décret.

<sup>6</sup> définition par décret à venir

<sup>7</sup> World Energy Outlook 2014.



- « New policies scenario » prend en compte les engagements politiques volontaires des différents pays, même si les mesures de mise en œuvre de ces engagements doivent encore être explicitées voire identifiées.
- Le « Current policies scenario » suppose que les politiques adoptées pour réduire l'utilisation des combustibles fossiles sont d'ampleur limitée.
- Le « 450 scenario » présente une voie énergétique cohérente avec l'objectif de limiter l'augmentation globale de la température de 2°C en limitant les gaz à effet de serre à environ 450 ppm (parties par million) pour le CO<sub>2</sub>.

2030	Prix CO <sub>2</sub> (\$/t)	Gaz naturel (\$/MBTu)	Pétrole (\$/baril)
Current policies	30	13,2	139
New policies	37	12,1	123
450 scenario	100 <sup>8</sup>	10	102
Prix 2013	6 <sup>9</sup>	10,6	106

Tableau 1 : Scénarios de l'AIE

Selon cette étude, c'est essentiellement le prix du CO<sub>2</sub> qui augmenterait significativement entre maintenant et 2030<sup>10</sup>. Selon les trois scénarii décrits plus haut, le mix énergétique (en production), comparé à celui de 2012 serait en 2030 comme indiqué dans le tableau ci-après.

2030	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	EnR		
					Hydro	Bioénergies	Autres renouvelables
New Policies	26 %	27 %	23 %	6 %	3 %	11 %	4 %
Current Policies	29 %	28 %	23 %	5 %	2 %	10 %	3 %
450 scenario	22 %	25 %	22 %	8 %	3 %	14 %	6 %
rappel mix 2012	29 %	31 %	21 %	5 %	3 %	10 %	1 %

Tableau 2 : Augmentation du prix du dioxyde de carbone selon les scénarios de l'AIE

La part des « autres renouvelables », comprenant les énergies intermittentes susceptibles d'être stockées, reste faible (entre 3 et 6% de la production d'énergie) dans le mix énergétique mondial, mais croît de manière très substantielle par rapport à sa part dans le mix 2012.

Dans le scénario « New policies », la demande d'électricité dans le monde passera de 19 562 TWh (en 2012) à 29 442 TWh (en 2030), et dans l'Union européenne de 2 862 à 3 197 TWh. En Europe, la part de l'énergie éolienne dans la production d'électricité devrait passer de 6 % en 2012 à 20 % en 2040, et celle du solaire de 2 % à 5 % : ainsi la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité, susceptibles de produire un déphasage avec la consommation et de perturber l'équilibre du réseau, et qui peuvent avoir vocation à être stockées, passerait de 8 % en

<sup>8</sup> .La Commission Alain Quinet (note n°16, 2009 du CAS, « la valeur tutélaire du Carbone ») a retenu la valeur de 100 €/t CO<sub>2</sub> pour la valeur tutélaire du carbone.

<sup>9</sup> En Europe.

<sup>10</sup> La loi TECV prévoit un quadruplement de la taxe carbone appliquée essentiellement aux carburants en 2030.

2012 à 25 % en 2040. Il est souvent admis que la proportion d'énergies intermittentes à partir de laquelle le réseau peut être déstabilisé est de 40 à 60 %<sup>11</sup>.

**Concernant la France, plusieurs études ont proposé des scénarii pour 2030.** Antérieures à la loi de transition énergétique pour la croissance verte, elles présentent parfois des conclusions qui sortent du cadre de ladite loi.

**Le rapport « énergies 2050 » de Jacques Percebois et Claude Mandil (février 2012)** s'intéresse plus particulièrement à la situation française en s'appuyant sur les travaux de « Global Chance », du CEA, de l'Union française de l'électricité (UFE) et d'Areva. Le mix électrique français (en production) varie sensiblement selon les scénarios 2030 étudiés (voir ci-dessous). La part de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans ce mix français est très variable, entre 7 et 20 % dans la plupart des scénarios, en deçà du seuil communément admis de 40-60 % des EnR est de 17,7 %<sup>12</sup>.

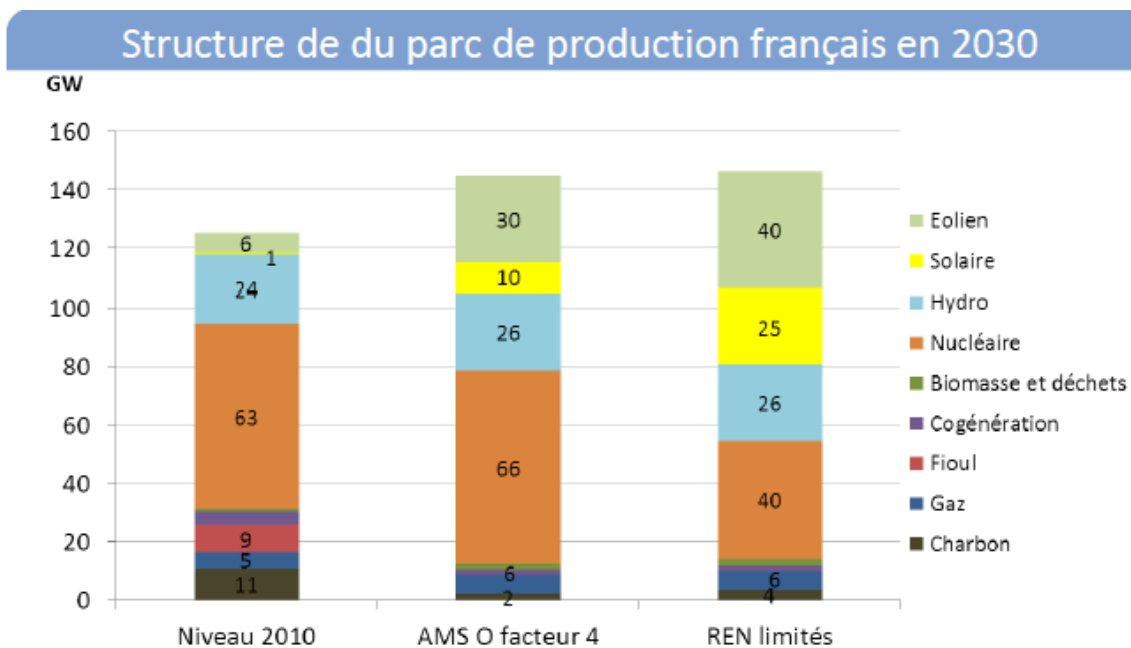


Figure 1. Structure du parc de production français en 2030 - Source : rapport « énergies 2050 » de Jacques Percebois et Claude Mandil (février 2012)

<sup>11</sup> Le seuil critique peut être atteint à un instant donné même si la production moyenne d'énergie intermittente est sensiblement plus faible que ce seuil

<sup>12</sup> Source RTE Bilan électrique 2014

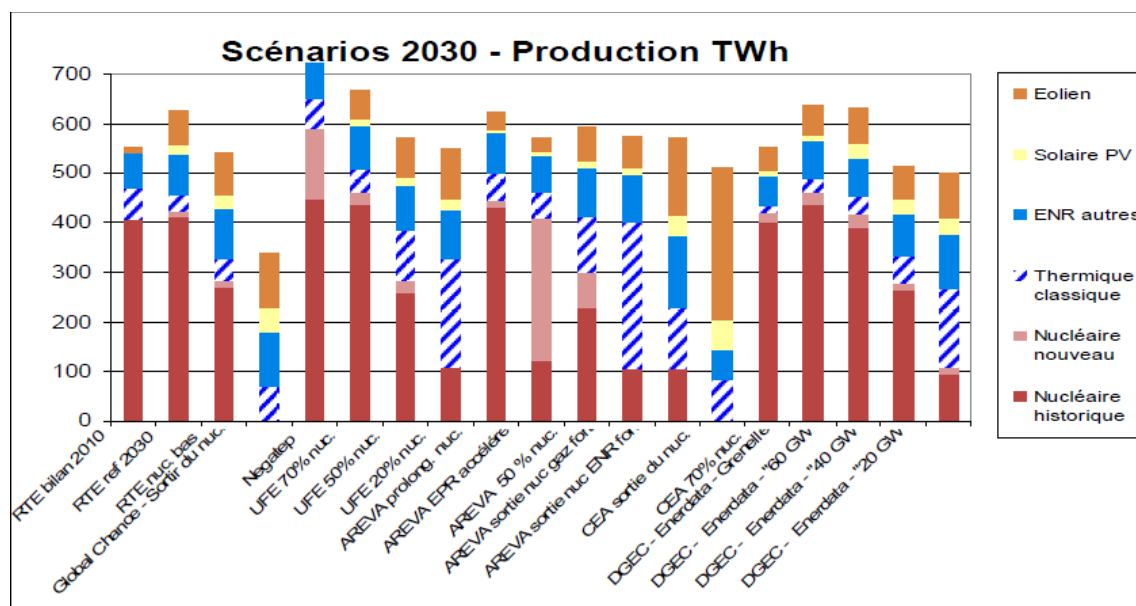


Figure 2. Production d'électricité dans les différents scénarios envisagés – source : rapport « énergies 2050 » de Jacques Percebois et Claude Mandil (février 2012)

Concernant le coût de l'électricité, le rapport indique : « par rapport à 2010 dont le coût moyen est estimé autour de 50 €/MWh, les coûts 2030 sont évalués :

- entre 80 et 95 €/MWh dans l'hypothèse d'un fort développement des EnR – Scénario Global Chance et CEA (0 % de part nucléaire), AREVA et UFE (20 % de part nucléaire) ;
- entre 70 et 80 €/MWh pour une part de 50 % du nucléaire – Scénario UFE et AREVA ;
- entre 50 et 65 €/MWh dans le cadre du maintien du nucléaire à 70 % (avec prolongation de la durée de vie) – Scénario UFE, CEA et AREVA ;
- entre 60 et 100 €/MWh dans l'hypothèse d'une accélération du déploiement de l'EPR – Scénario AREVA et Global Chance. »

L'exercice de prospective de l'ADEME pour la France « vision 2030-2050 » propose un scénario 2030, avec les mix énergétiques ci-dessous, pour les sources d'énergies primaires, d'une part, et d'électricité, d'autre part.

ADEME 2030	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	EnR		
					Hydro	Bioénergie	Autres renouvelables
énergie primaire (181 Mtep)	3 %	23 %	13 %	31 %	2 %	16 %	11 % <sup>13</sup>
réseau électrique (77,2 Mtep)	/	/	4 %	69 %	5 %	2 %	20 % <sup>14</sup>

Tableau 3 : Scénario 2030 de l'ADEME

<sup>13</sup> Dont : 5 % éolien, 2,4 % solaire.

<sup>14</sup> Dont : éolien 11 %, solaire 4 %, soit un total de 15%

Les EnR ne représentent que 29 % de l'énergie primaire, et 27 % de la production électrique, alors que la loi « transition énergétique pour la croissance verte » fixe ces taux à 32 % et 40 % respectivement<sup>15</sup>.

**RTE, dans son bilan prévisionnel 2014**, présente quatre scénarios pour le réseau électrique français en 2030 :

- un scénario « nouveau mix » comporte une hypothèse de sobriété énergétique significative (22%), avec une poussée des EnR dans la perspective d'une réduction de la part du nucléaire à 50% du mix énergétique.

- un scénario « diversification » table sur une augmentation de la consommation (+ 4,5 % d'ici 2030), avec une réduction importante du nucléaire à 60% dans le mix de production). Le taux de croissance annuel moyen de 1,5%.

- un scénario « consommation forte » : il suppose une électrification poussée, avec un développement des usages électriques, notamment des véhicules électriques, avec un taux de croissance annuel moyen de 1,9%, et un effort relativement modeste d'efficacité énergétique (16%).

- un scénario « croissance faible » : le contexte économique est peu porteur (taux de croissance annuel moyen de 1,2%), la consommation intérieure d'électricité baisse de 6,5% d'ici 2030.

Le mix énergétique de l'énergie électrique consommée est détaillé pour chaque scénario dans le tableau ci-après.

RTE 2030	EnR						
	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Hydro	Thermique EnR	Autres renouvelables
scénario nouveau mix (516 TWh)	0 %	0 %	12 %	49%	13 %	2 %	24 % <sup>16</sup>
scénario diversification (550 TWh)	2 %	0 %	9 %	58 %	12 %	1 %	17 % <sup>17</sup>
scénario consommation forte (626 TWh)	20 %	0 %	6 %	68 %	10 %	1 %	15 % <sup>18</sup>
scénario croissance faible (554 TWh)	2 %	/	4 %	70 %	12 %	1 %	11 % <sup>19</sup>

Tableau 4 : Scénario 2030 de RTE

Seul le scénario « nouveau mix » prévoit que les EnR représenteront environ 40% de la production d'électricité, conformément à la loi de transition énergétique pour la croissance verte, alors que dans les autres scénarii, les EnR fournissent environ 30% de la production d'électricité.

<sup>15</sup> L'Alliance Ancre a proposé à la ministre en charge de l'énergie de construire des scénarii énergétiques à l'horizon 2050. Les hypothèses retenues pour le prix du pétrole et le prix du CO2 se situent dans les fourchettes de l'AIE (voir ci-dessus), l'étude est en cours.

<sup>16</sup> Dont éolien : 16,7 %, photovoltaïque : 5,8 %, soit un total de 22,5% .

<sup>17</sup> Dont éolien : 12,3 %, photovoltaïque : 3,7 %, soit un total de 16% .

<sup>18</sup> Dont éolien : 10,9 %, photovoltaïque : 3,2 %, soit un total de 14,1% .

<sup>19</sup> Dont éolien : 8,7 %, photovoltaïque : 2,7 %, soit un total de 11,4%..

Ces études ont en commun de présenter une augmentation significative de la production d'électricité à partir de sources intermittentes (essentiellement éolien et solaire). Néanmoins, la part d'énergie électrique produite à partir des de sources intermittentes (essentiellement éolien et photovoltaïque) se situe entre 11 et 23 % en France, selon les scénarios, soit très en deçà du seuil de 40-60 %. Dans ce contexte, le besoin français de stockage centralisé d'électricité pour soutenir le réseau sera sans doute encore limité en 2030, sauf peut-être dans les zones mal ou non interconnectées, à moins que le stockage d'électricité ait trouvé un modèle économique rentable d'ici là.

**Une récente étude allemande**<sup>20</sup>, qui s'appuie sur le scénario « nouveau mix » du bilan prévisionnel RTE 2014 et prend en compte pour chaque pas de temps les flux d'énergie entre plusieurs États européens<sup>21</sup>, confirme (ce qui est normal, les échanges entre pays permettant un meilleur lissage des pics) ce besoin limité de stockage massif d'électricité en 2030 à l'échelle nationale ou supranationale : les EnR « non dispatchables » (éolien, solaire, hydro « fil de l'eau », biomasse inflexible) représenteront 60 % de la puissance électrique produite seulement 370 heures par an soit 4% du temps<sup>22</sup>. Le seuil de 60 % sera donc rarement atteint.

L'étude souligne aussi l'atout qu'a la France avec sa forte production hydraulique (la seconde en Europe, après la Norvège), et indique aussi que les réacteurs nucléaires récents ont également une bonne flexibilité, permettant de contribuer à la gestion des variations de production des EnR intermittentes<sup>23</sup>.

Dans le scénario maximal (nouveau mix, 40 % EnR), il y aurait des périodes de conflit de surproduction entre les EnR variables et la production nucléaire<sup>24</sup>, mais elles pourraient être résolues soit par une ré-optimisation d'une partie du parc nucléaire ou par des exportations<sup>25</sup>.

---

<sup>20</sup> The european power system in 2030 : flexibility challenges and integration benefits ;Agora Energiewende, June 2015

<sup>21</sup> Pentilateral Energy Forum (PLEF) : Autriche, Belgique, Suisse, Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas

<sup>22</sup> On prend une année de 8760 heures, et donc  $370/8760=0,04$

<sup>23</sup> Un graphique du rapport AGORA (juin 2015) montre que la centrale de Golfech2 peut varier en quelques heures de 300 MW à 1200 MW.

<sup>24</sup> Une étude heure par heure (rapport AGORA précité) montre que la production nucléaire devrait pouvoir varier entre 15 GW et 50 GW dans le scénario à 40% d'EnR, et de 20 à 55 GW dans le scénario à 30% d'EnR si on ne veut pas avoir de surproduction (à mettre en regard d'une capacité nucléaire 2014 de 63 GW selon le graphique)

<sup>25</sup> À des prix éventuellement faibles, et s'il y a des acheteurs

## Annexe 5 : Éléments de calculs de coût de la production d'hydrogène par électrolyse

Cette annexe développe les parties 3.3.2.2 et 3.3.2.3 du rapport, au sein de la section 3.3 "Principaux modes de la production d'hydrogène".

### 1 Coût

#### 1.1 Estimations

Le coût de production d'hydrogène par électrolyse (alcaline) est sujet à estimations diverses, par exemple :

Coût de production de l'hydrogène (€/kg)	Source	Remarque
1,5-2€	Air Liquide	50 % de capex
de 4 à 8€/kg	IFPEN <sup>26</sup>	8 à 13€/kg à la pompe
de 6 à 10€/kg	GDF-SUEZ <sup>27</sup>	avec dans quelques années des perspectives de 3 à 8€/kg
De 3,7€ ...	France Stratégie	conditions optimistes et fonctionnement en continu
À 6,1-12,2€/kg	France Stratégie	électricité provenant de sources intermittentes
5€/kg	McPhy	perspectives de réduction par augmentation de volume de production
3 à 3,5€/kg	CEA	électrolyse alcaline grande capacité et un MWh électrique à 50€
10€/kg en 2007 et de 8 à 9€/kg (mais à la pompe) d'ici 2020	Thèse de l'université de Grenoble <sup>28</sup>	au mieux un potentiel de division par deux d'ici 2030 <sup>29</sup>
4,4-5,3€/kg -en 2030	Rapport de McKinsey <sup>30</sup> établi en 2010	pour de l'hydrogène décarboné
3,2 à 5,2€/kg	En 2012 selon FCH-JU <sup>31</sup>	à 100 % de capacité
0,75-3,75€/kg	En 2014 selon AIE <sup>32</sup>	85% de facteur de charge, prix d'électricité entre 0 et 49€/Mwh

Tableau 5 : Estimations du coût de production d'hydrogène par électrolyse alcaline

Les coûts de production d'hydrogène par électrolyse PEM sont de 11,7€/kg (selon EDH2020) ; de 4 à 6€/kg (à 100 % de capacité) en 2012 selon FCH-JU ; de 5,5 à 8,2€/kg à 85 % de facteur de charge selon l'AIE selon que le prix de l'électricité est nul ou 49€/MWh ;

Selon le CEA, l'hydrogène par l'électrolyse HT coûterait 2-2,5€/kg sous hypothèse d'une électricité à 40€/MWh<sup>33</sup> (minimum, centralisé, d'où 5-6€/kg à la pompe) ou 8 ou 9€/kg (décentralisé) en tournant

<sup>26</sup> Analyse (hors taxes): la structure du coût est supérieure à 4€ de toute façon à cause du prix de l'électricité (80€/MWh) plus le capex de l'électrolyseur, avec amortissement sur 7 000h. Ensuite on a le stockage, la compression, le transport, cela rajoute de 2 à 3 €. Et pour amortir sur des petits volumes on monte à 13€, sur des volumes importants on descend à 8-9€

<sup>27</sup> avec un prix minimum atteint en 2012 pour 4 500 heures de fonctionnement, mais 8 700 heures en 2014 pour la première fois

<sup>28</sup> la transition vers une économie de l'hydrogène: infrastructures et changement technique", Nuno Bento, 12 mars 2012

<sup>29</sup> En raison de l'augmentation des coûts de l'électricité, cf Rapport Roads2HyCom de 2009,

<http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/121790171EN6.pdf>

<sup>30</sup> [http://ec.europa.eu/research/fch/pdf/a\\_portfolio\\_of\\_power\\_trains\\_for\\_europe\\_a\\_fact\\_based\\_analysis.pdf](http://ec.europa.eu/research/fch/pdf/a_portfolio_of_power_trains_for_europe_a_fact_based_analysis.pdf)

<sup>31</sup> Development of water electrolysis in the european Union, 2014, FCH-JU, <http://www.fch.europa.eu/node/783>

<sup>32</sup> AIE, Hydrogen Roadmap Technology Annex, hydrogen and fuel cells, janvier 2014

<sup>33</sup> <http://www.cea.fr/content/download/82988/1588578/file/Les%20technologies%20de%20l'E%20%99hydrog%C3%A8ne%20au%20CEA.pdf>

5 500 h par an.

### 1.2 Calcul

On peut aussi donner des formules pour le calcul du coût de la production de l'hydrogène, comme on le fait pour la production d'électricité. Tant l'hydrogène que l'électricité sont des vecteurs énergétiques.

La formule de base du coût de production de l'hydrogène (CPH par la suite) est alors, en prenant en compte d'éventuels subventions et bénéfices et en considérant un investissement en année zéro et des frais, coûts unitaires et productions annuels constants :

$$CPH = \frac{I_0 - S_0}{kP} \frac{eH}{D} + p_E \frac{eH}{D} + \frac{M - B}{pH}$$

où  $I_0$  est l'investissement initial (Capex, en €),  $S_0$  la subvention initiale (€),

$$k = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} = \frac{(1+r)^{n+1} - 1}{(1+r)^n r}$$

, P la puissance (kW), eH est la quantité d'énergie requise pour produire un kg d'hydrogène (kWh/kg), D la durée annuelle de fonctionnement en heures (c'est aussi le facteur de charge fois 8 760, nombre d'heures dans une année),  $P_E$  le prix de l'électricité (€/kWh), M le coût fixe annuel de l'équipement (maintenance, etc.), B le bénéfice direct ou indirect (€) de la production annuelle d'hydrogène, et pH la production

$$pH = \frac{P D}{eH}$$

annuelle d'hydrogène (kg) qui est aussi

Le coût de production est ainsi somme de trois termes, un terme technico-financier (subvention et amortissement), un terme de coût variable lié au coût de l'électricité consommée, et un terme de coût fixe.

### 1.3 Ordres de grandeur

Si l'on se place par exemple dans le cadre de la production d'hydrogène par électrolyse (alcaline) de l'eau, alors les ordres de grandeur sont les suivant.

Le Capex  $I_0$  est typiquement de l'ordre de 1 000€/kW (pour puissances élevées) à 2 000€/kW (pour puissances faibles) en passant par 1 400€/kW (valeur retenue par l'étude sur le potentiel du stockage d'énergies d'octobre 2013 par ADEME et DGCIS), et l'on est actuellement dans la gamme d'électrolyseurs de puissance 1 MW = 1 000 kW, soit un investissement  $I_0$  typique de 1M€. Le CEA indique un Capex de 800€/kW avec une cible à 400€. GRT Gaz indique 1 100€/kW<sup>34</sup>. Certains voient le Capex baisser jusqu'à 600€/kW (McPhy) par simple augmentation de volumes, voire 400 ou 200€/kW. D'autres (Areva) considèrent que l'alcalin a atteint son optimum. L'AIE donne un Capex entre 850 et 1 350\$/kW (640-1 000€/kW). Le FCH-JU donne les projections suivantes pour le Capex des électrolyseurs alcalins:

Capex (€/kW)	2013	2015	2020	2025	2030
Moyen	1 100	930	630	610	580
Minimum	1 000	760	370	370	370
Maximum	1 200	1 100	900	850	800

Tableau 6 : Préviation des prix d'électrolyseurs à PEM, source: FCH-JU, rapport février 2014, <http://www.fch.europa.eu/node/783>

Pour mémoire, le Capex en PEM est de 1 300€/kW et on vise 700€/kW (CEA) ; Siemens pour le PEM

<sup>34</sup> Revue REE n°2, 2015

affiche 1 000€/kW et vise 800€/kW en 2016-2017 et une hypothèse basse à 600€/kW ; France Stratégie évoque des coûts de 2 000 ou 2 500€/kW, peu compressibles. GDF Suez considère la technologie PEM intrinsèquement chère car par contact solide. GRTGaz évoque 2 200€ :kW<sup>35</sup>. L'AIE donne un Capex compris entre 1 500 et 4 000\$/kW (1,1k€-3k€). Le FCH-JU donne les projections suivantes pour le Capex des électrolyseurs à PEM :

Capex (€/kW)	2013	2015	2020	2025	2030
Moyen	2 090	1 570	1 000	870	760
Minimum	1 860	1 200	700	480	250
Maximum	2 320	1 940	1 300	1 270	1 270

Tableau 7 : Prédiction des prix d'électrolyseurs à PEM, source: FCH-JU, rapport février 2014, <http://www.fch.europa.eu/node/783>

En électrolyse haute température (HT) on serait selon le CEA à 7 000€/kW et la cible est de 1 000€/kW, donc avec un Capex supérieur mais aussi avec un Opex moindre que pour les alternatives.

k dépend du taux d'actualisation  $r$  et de la durée de vie  $N$  en années, les électrolyseurs peuvent avoir une durée de vie de 10 à 20 ans. Le taux d'actualisation peut varier de 2 à 25 % selon les attentes des investisseurs. De nombreuses réflexions ont eu lieu sur la valeur de  $r$  (rapports Boiteux, Lebègue, Quinet, Gollier,...). Les fourchettes pour  $r$  vont de 2 à 20 % (prise en compte de risque par investisseur gourmand, le taux étant alors un taux de retour sur investissement plus qu'un taux d'actualisation) en passant par la fourchette « raisonnable » 4-8 %

Il faut typiquement  $EH = 50$  kWh pour produire 1 kg de  $H_2$ . Cette valeur a été reprise dans diverses études ou entretiens conduits par la mission. D'autres évaluations vont à 60 kWh voire plus. Ce paramètre représente indirectement et partiellement le rendement de l'électrolyseur (66 % pour  $EH = 50$  kWh).

La durée de fonctionnement  $D$  est en principe de 8 000 heures par an pour un fonctionnement en continu. Cependant, si l'on décide de ne faire fonctionner l'électrolyseur que lorsque l'électricité est bon marché, alors on peut arriver à des durées bien inférieures, jusqu'à 1 000 heures ou moins, ce qui a un impact important sur le coût de production. Certaines études indiquent que l'optimum est atteint entre 4 000 et 5 000 heures de fonctionnement, à savoir une durée suffisante pour rentabiliser le fonctionnement par amortissement du capital, mais ne recourant pas aux périodes où l'électricité est la plus chère. En pratique (voir corps du rapport), si l'on trace une courbe représentant le prix spot de l'électricité en partant des heures les moins chères (surproduction) vers les heures les plus chères (pointe) alors on observe une rampe à peu près linéaire entre les 1 000 et 8 000 heures les moins chères, le prix spot à la 1 000ème heure étant environ le tiers du prix spot à la 8 000ème (variation typique 15-50€/MWh).

Le prix de l'électricité  $pE$  est éminemment variable (voir paragraphe précédent) et le prendre fixe est une hypothèse forte. Sa valeur, notamment future, est sujette à des variations importantes, entre 20 et 120 €/MWh soit 0,02 à 0,12€/kWh, avec une fourchette préférée de 0,05 à 0,07€/kWh.

Le coût de maintenance fixe annuel  $M$  est souvent pris comme un pourcentage fixe (par exemple 6 %) du Capex. Selon GTRGAZ l'Opex est 5 % du Capex pour une pile à combustible (PAC) alcaline et 3 % pour une PAC PEM. Pour un électrolyseur, en fait, on peut passer sans aucune maintenance une période de quatre à six ans (McPhy) voire 10 ans (Areva) avant une révision (remplacement des stacks dont la performance se dégrade).  $M$  peut donc être pris à 0, ou à 6 % du Capex, ou autre.

Les bénéfices annuels  $B$  peuvent être un retour requis par l'investisseur, ou une externalité, positive (carbone évité, de valeur comprise entre 0 et 120€ la tonne de  $CO_2$ ) ou négative (carbone utilisé pour

<sup>35</sup> Revue REE n°2, 2015



produire l'électricité requise annuellement, celle-ci étant elle-même égale au produit de PH et EH)<sup>36</sup>.

PH est la production annuelle, soit la puissance (typiquement 1 000 kW) fois la durée de fonctionnement D.

Pour ces valeurs, on peut arriver à un ordre de grandeur de 4,3€/kg à 4,7€/kg ; le terme dominant est le terme lié à la consommation d'électricité. Cette valeur est à comparer à 2€/kg, coût de production de l'hydrogène par vaporeformage, qui est de loin le procédé de production dominant actuellement.

Cependant cette estimation de coût est sujette à de très fortes variations selon les valeurs des paramètres, qui évoluent sur des plages parfois importantes en raison de l'incertitude, de l'imprécision ou du secret qui les entoure.

La mission a procédé à des simulations en grand nombre selon la méthode probabiliste de Metropolis, dite « Monte Carlo », consistant à fixer pour chaque paramètre une distribution statistique, soit triangulaire ou « Beta Pert »<sup>37</sup> avec une valeur minimum, une valeur maximum, et une valeur la plus probable (dite « centrale »), soit uniforme avec une valeur minimale et une valeur maximale. Un exemple de plage de paramètres utilisée est présenté ci-après :

Paramètres	Valeur minimum	Valeur maximum	Valeur centrale
Capex I <sub>0</sub> (€) = P*Capex/kW	60 000	1 980 000	700 000
Subvention S <sub>0</sub> (€)	-0,1	0,1	0
Durée de vie n (années)	10	20	15
Taux d'actualisation r	0,02	0,07	0,045
Puissance P (kW)	100	900	500
Énergie eH pour produire 1 kg de H <sub>2</sub> (kWh/kg)	40 <sup>38</sup>	60	50
Durée annuelle de fonctionnement (heures)	2 000	8 000	5 000
Prix pE de l'électricité (€/kWh)	0,01 <sup>39</sup>	0,11	0,06
Bénéfice annuel de la production (€)	0	20	10
Capex/kW (€/kW)	600	2 200	1 400
Ratio Maintenance annuelle/Capex	0,03	0,07	0,05

Tableau 8 : Exemple de plage de paramètres utilisés pour des simulations paramétriques probabiliste du coût de production de l'hydrogène

Ces plages de données ne prennent (quasiment) pas en compte de subvention S<sub>0</sub> ni de bénéfice indirect B de la production de l'hydrogène. Elle est néanmoins assez permissive sur certains paramètres, par exemple en termes de durée d'utilisation et de vie.

Les résultats sont présentés ci-après. En pratique les distributions triangulaires et « Beta Pert » donnent des résultats très semblables, et la distribution uniforme donne des résultats plus étalés.

<sup>36</sup> On a des bilans carbone pour chaque filière, par exemple selon <http://www.quelleenergie.fr/magazine/electricite/bilan-carbone-production-electricite-4584/> (en gramme de CO<sub>2</sub> par kWh): 4 g pour l'hydraulique, 6 g pour le nucléaire, 3 g à 22 g pour l'éolien, 60 g à 150 g pour le photovoltaïque, 883 g pour le gaz naturel, 891 g pour le fuel, 978 g pour le charbon. On a aussi des bilans par producteurs, par exemple EDF émet selon <http://www.connaissancesdesenergies.org/bilan-des-electriciens-europeens-production-et-facteur-carbone-111115> 0,133 kg CO<sub>2</sub>/kWh

<sup>37</sup> Distribution semblable en forme et domaine à la distribution triangulaire, mais moins anguleuse que la distribution triangulaire

<sup>38</sup> Cette valeur correspond à un rendement de 83 %, valeur haute d'un électrolyseur Alcalin selon par exemple l'annexe technique de la « Technology roadmap hydrogen and fuel cell » de l'AIE, juin 2015 ; l'électrolyse à oxyde solide vise des rendements de 85 à 90 % selon la même source.

<sup>39</sup> Cette valeur très faible illustre le cas d'une utilisation de l'électricité quasiment gratuite, excédentaire ou fatale.

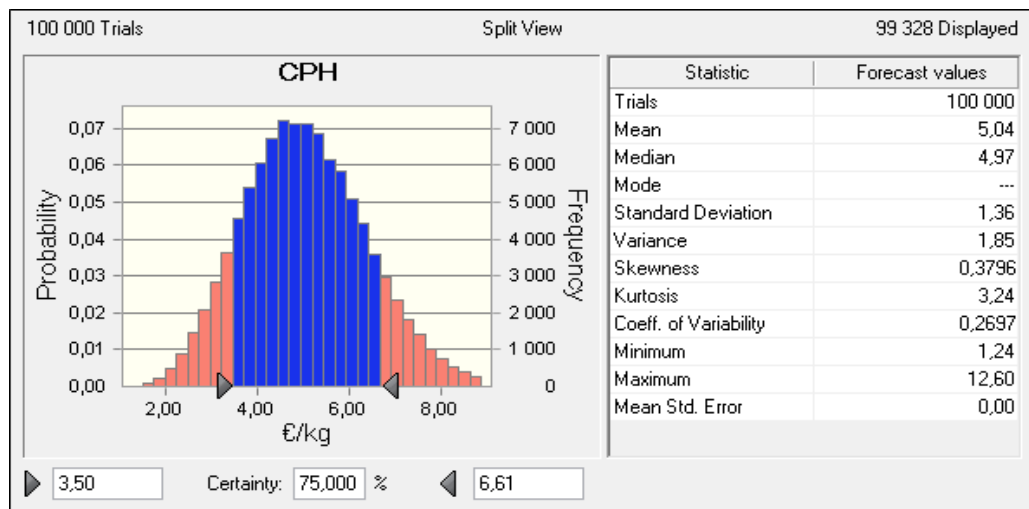


Figure 3. Distribution des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques avec des distributions triangulaires des paramètres – Source, calculs de la mission

Les résultats indiquent une forte dispersion du coût de production de l'hydrogène, entre 1,2€/kg (valeur liée à un très bas coût de l'électricité) et 12,6€, soit un facteur de 1 à 10. Si l'on regarde les 75 % plus probables alors on est entre 3,5€/kg et 6,6 €/kg soit un facteur deux. Une simulation identique mais avec pour les paramètres des lois de distribution uniformes et non triangulaires donne un étalement encore plus marqué (de 0,8€ à 16,6€, et entre 2,9€ et 7,5€ dans 75 % des cas).

En tout état de cause, si l'on se fixe le prix de l'électricité, une bonne inférieure du coût de production d'un kg d'hydrogène est le prix de l'électricité consommée. Dans l'hypothèse par exemple d'un prix de l'électricité de 0,07€/kWh, et d'un rendement de l'électrolyseur de 66 %, il faut 50 kWh pour produire un kg d'hydrogène et le prix à payer est déjà de 3,5€.

Une telle simulation est, de plus, simpliste. Le modèle choisi peut être raffiné. Par exemple, le prix de l'électricité n'est pas constant, et sa valeur moyenne dépend de la période d'utilisation (on peut choisir de ne consommer que lorsque l'électricité est à bas prix voire gratuite, ce qui est le modèle privilégié pour l'électrolyse) et la durée d'utilisation ; une adaptation du modèle sur ce point est présentée plus bas. Même en se satisfaisant du modèle, les plages de paramètres sont discutables. Etc. Il n'en reste pas moins que même les résultats de ce modèle simple présente varient fortement, conséquence de la possible variabilité de ses pourtant peu nombreux paramètres d'entrée.

#### 1.4 Sensibilité aux paramètres

Il est utile de déterminer à quels paramètres le résultat calculé, à savoir le coût de production, est le plus sensible. Cette sensibilité aux paramètres est évidemment dépendante du point à partir duquel l'on évalue la sensibilité. Il est possible de prendre un cas particulier de calcul de coût (par exemple autour de 4,3€/kg) et de faire une analyse de sensibilité locale, avec des sensibilités dépendant du sens favorable ou défavorable de variation des paramètres ; le prix de l'électricité pE, la quantité d'énergie eH nécessaire pour produire un kg d'électricité, la durée annuelle de fonctionnement, puis d'autres paramètres influencent notablement le résultat.

Ces observations locales sur un calcul sont peu ou prou confirmées par les simulations de type probabiliste, qui pour les plages de valeur de paramètre considérées montrent une forte dépendance au prix de l'électricité (pE), à la durée de fonctionnement (D), au Capex par kW et à la quantité d'énergie eH nécessaire pour produire un kg d'hydrogène. Une forte dépendance théorique au niveau de subvention  $S_0$  est aussi mise en évidence, mais elle est éliminée en pratique par le choix très restreint de la plage de valeurs possibles de subvention, centrées autour de zéro € afin de ne pas biaiser la simulation.

Les diagrammes araignée ci-après montrent ces dépendances, pour des lois de distribution triangulaires et uniformes.

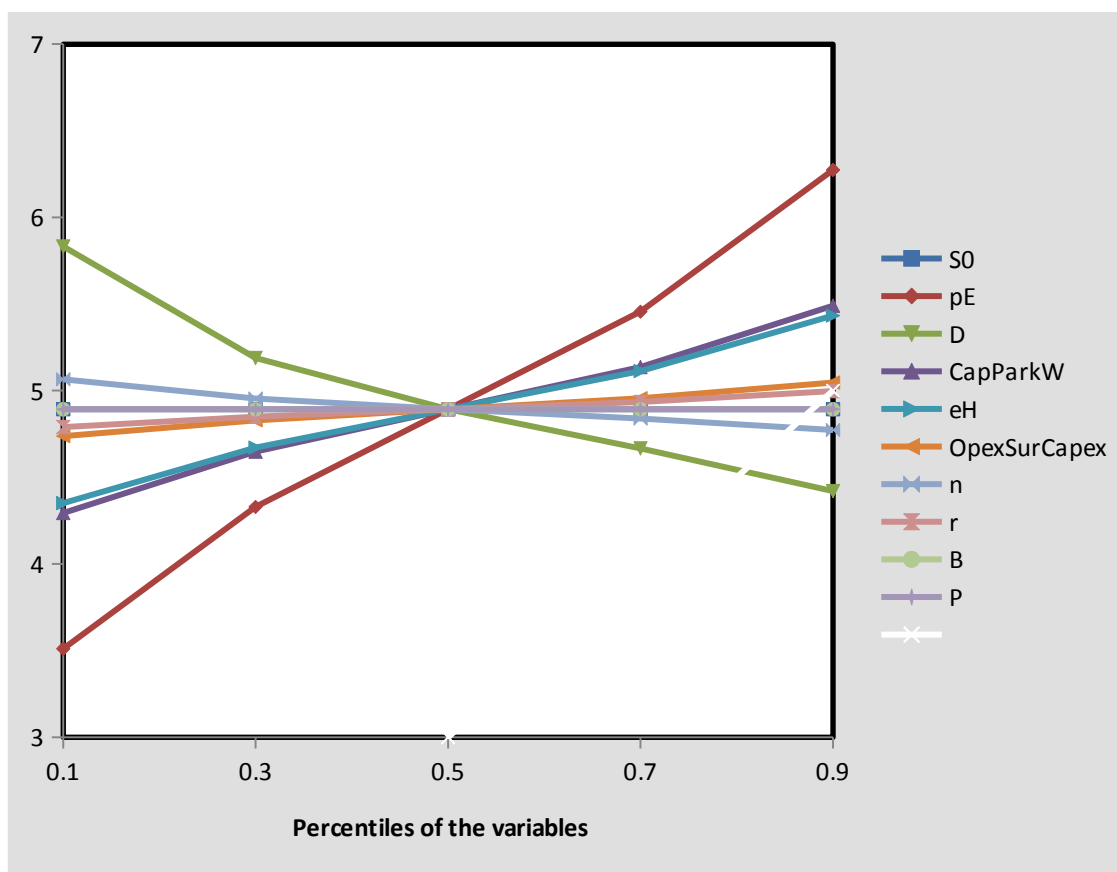


Figure 4. Sensibilité aux paramètres des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques avec des distributions triangulaires des paramètres – Source, calculs de la mission

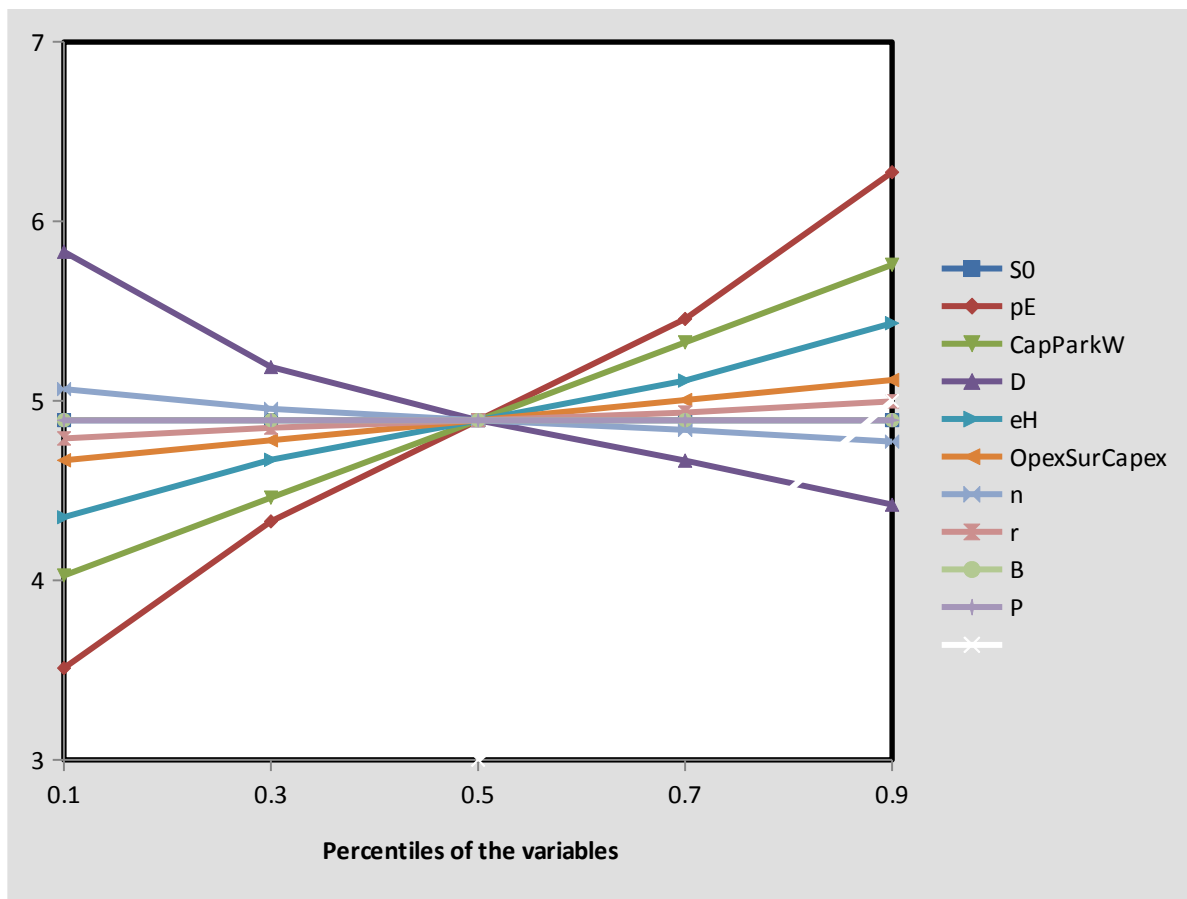


Figure 5. Sensibilité aux paramètres des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques avec des distributions uniformes des paramètres – Source, calculs de la mission

Ces diagrammes de sensibilité rendent manifeste la forte dépendance du coût de production au montant de la subvention, au prix de l'électricité, à l'investissement par kW, à la durée de fonctionnement annuelle, au rendement de l'électrolyseur (via le paramètre eH) notamment, c'est à dire à des paramètres en général assez peu contrôlables, et/ou connus. La subvention initiale S0 est certes un paramètre important, mais hélas ce n'est pas une manière pérenne de jouer sur les coûts, le but d'une subvention étant de faciliter l'amorçage d'une nouvelle technologie, en espérant qu'à terme les effets d'échelle et les améliorations technologiques réduisent les coûts. Le prix de l'électricité pE est sujet à incertitudes, il est cependant réglementé en France mais peut varier selon les périodes et modéliser l'influence de ces variations requiert des moyens de simulation horaire, non mis en œuvre dans ce travail. Le Capex par unité de puissance (CapParkW, en €/kW) est un indicateur phare de la maturité des technologies envisagées, la course à la baisse de cet indicateur est engagée. Pour le présent, cela milite pour le recours à un gros électrolyseur, dont le Capex/kW est meilleur qu'un petit électrolyseur, cependant l'investissement initial est plus élevé, et le développement de gros électrolyseurs est actuellement une affaire en cours, selon les feuilles de route de fabricants. La durée de fonctionnement D est un autre paramètre important, lié à la fiabilité de l'appareil, et aussi à la disponibilité ou pas d'électricité bon marché sur certaines plages horaires, variable ignorée par le présent modèle. La quantité d'électricité requise pour produire un kg d'hydrogène (kWh/kg), favorable dans la présente simulation, est liée au rendement de l'électrolyseur, piste d'amélioration technologique active. Le rapport du coût de fonctionnement sur l'investissement (Opex sur Capex) est aussi sujet à améliorations par fiabilisation du matériel et réduction de son coût unitaire.

L'analyse de sensibilité donne donc des résultats sans surprise, mais utiles en ce sens qu'elle indique

les pistes les plus susceptibles d'amélioration. Elle indique aussi, en cas d'incertitude sur les "vraies" valeurs de paramètres, la marge d'incertitude -importante- à laquelle s'attendre sur le résultat final.

## 2 Émissions évitées ou indirectes de CO<sub>2</sub>

L'électrolyse utilise l'électricité, dont la production a pu nécessiter l'émission de gaz à effet de serre. L'ordre de grandeur pour produire un kg d'hydrogène par électrolyse est de 50 kWh.

On a des bilans carbone pour chaque filière de production d'électricité, par exemple selon <http://www.quelleenergie.fr/magazine/electricite/bilan-carbone-production-electricite-4584/> (en gramme de CO<sub>2</sub> par kWh): 4 gCO<sub>2</sub> pour l'hydraulique, 6 gCO<sub>2</sub> pour le nucléaire, 3 gCO<sub>2</sub> à 22 gCO<sub>2</sub> pour l'éolien, 60 gCO<sub>2</sub> à 150 gCO<sub>2</sub> pour le photovoltaïque<sup>40</sup>, 883 gCO<sub>2</sub> pour le gaz naturel<sup>41</sup>, 891 gCO<sub>2</sub> pour le fuel, 978 gCO<sub>2</sub> pour le charbon.

On a aussi des bilans par producteurs, par exemple EDF émettrait 0,133 kg CO<sub>2</sub> /kWh selon <http://www.connaissancedesenergies.org/bilan-des-electriciens-europeens-production-et-facteur-carbone-111115>.

Ainsi, avec ces données, on déduit que la production d'un kg de H<sub>2</sub> par électrolyse en France provoque l'émission indirecte de 6,65 kg de CO<sub>2</sub>. Cela est compatible avec les estimations de l'IFPEN de 5 t de CO<sub>2</sub> par t de H<sub>2</sub> produit avec le mix électrique français (mais 20t avec le mix électrique européen). Cette émission indirecte est à soustraire des émissions économisées si l'on utilise l'hydrogène pour les transports à la place de l'essence : typiquement l'émission d'un véhicule conventionnel est 12 kgCO<sub>2</sub> /100 km, 100 km sont couverts avec 1 kg de H<sub>2</sub> et le solde est donc environ 6kg/kgH<sub>2</sub>. Avec ces valeurs, et une valorisation optimiste de la tonne de CO<sub>2</sub> entre 0€ et 60€ avec une valeur probable à 6€, les résultats des simulations probabilistes ci-dessus sont légèrement altérés :

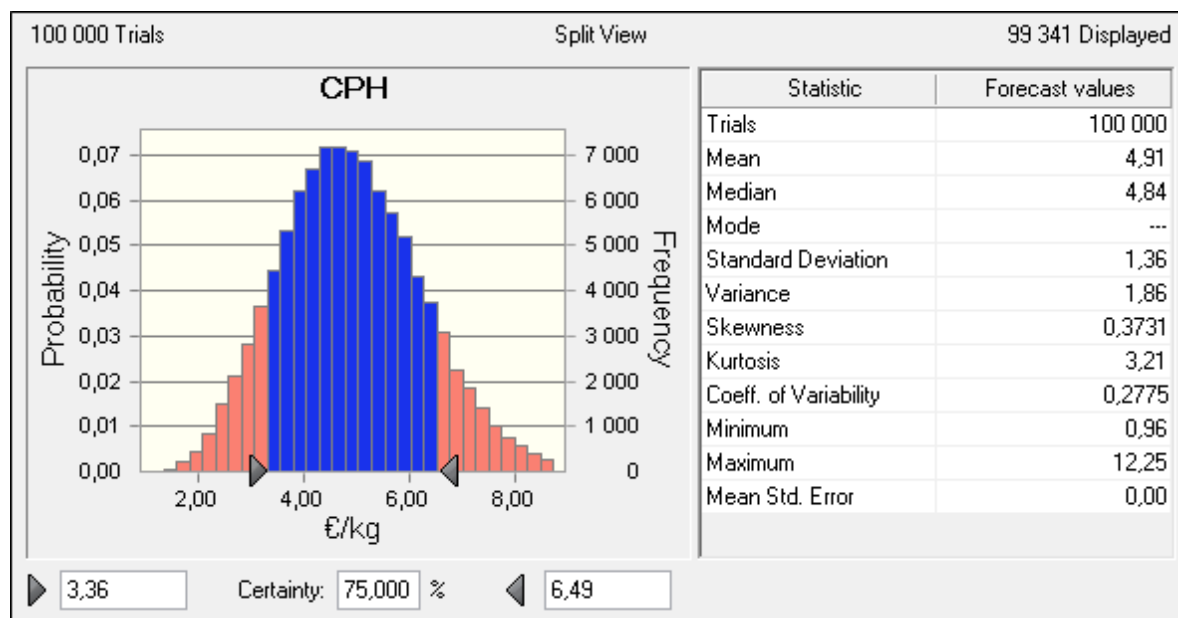


Figure 6. Distribution des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques, avec des distributions triangulaires de paramètres, en valorisant cette fois le bénéfice lié à l'hydrogène produit – source, calculs de la

<sup>40</sup> Voir plus si le panneau est produit avec de l'électricité très carbonée

<sup>41</sup> mais beaucoup moins en cycle combiné gaz

### mission

En moyenne ou médiane l'on gagne (réduit d') une douzaine de centimes sur le prix du kg, mais 25 centimes sur la valeur minimum du coût (rare par construction, et qui doit correspondre à la valorisation maximale de la tonne de dioxyde de carbone). L'impact d'une valorisation de la tonne de carbone est donc discernable même au faible prix actuel de la tonne de CO<sub>2</sub>, Il s'agit cependant d'une simulation optimiste, car prendre la place de valeurs de la tonne de CO<sub>2</sub> entre 0€ et 60€ donne un poids moyen proche de 30€, très au dessus de la valeur présente actuelle.

La simulation dépend, ici comme précédemment, des lois de distribution choisies comme le montre le graphe ci-après. Les lois triangulaires et beta Pert (plus lisse) donnent des résultats très similaires mais le choix de lois uniformes étale la distribution de résultats, ce qui est normal car elles accordent plus de poids que les lois triangulaires aux valeurs extrêmes des plages de paramètres.

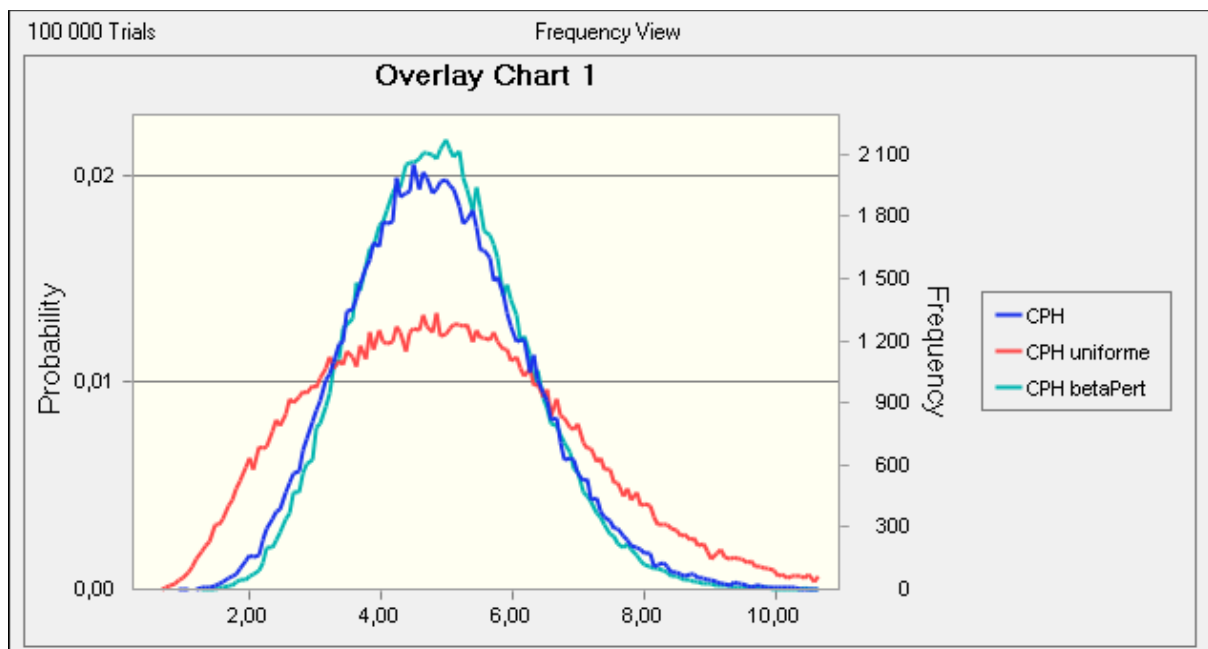


Figure 7. Distribution des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques, avec des distributions triangulaires, uniformes et Beta Pert de paramètres, en valorisant cette fois le bénéfice lié à l'hydrogène produit – source, calculs de la mission

La sensibilité aux paramètres est représentée par le diagramme araignée suivant, pour une distribution triangulaire des paramètres.

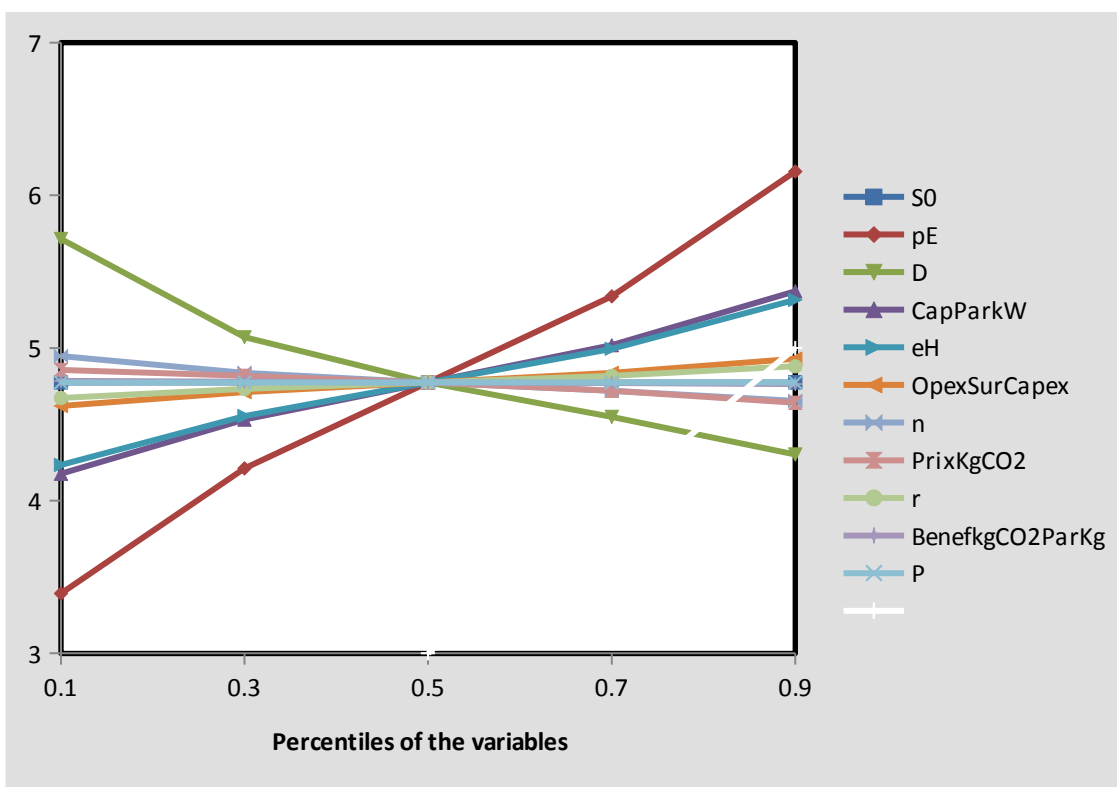


Figure 8. Sensibilité aux paramètres du coût (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) en valorisant le carbone, cas d'une distribution triangulaire

Les paramètres importants sont (en laissant de côté la subvention initiale S0, considérée comme quasi nulle) en principe le prix de l'électricité (pE), la durée de fonctionnement (D), le Capex par unité de puissance (CapParkW), et la quantité d'énergie requise pour produire de l'hydrogène (eH). Les paramètres d'actualisation ou de valorisation du dioxyde de carbone viennent ensuite.

Et pour une distribution uniforme l'analyse de sensibilité est la suivante :

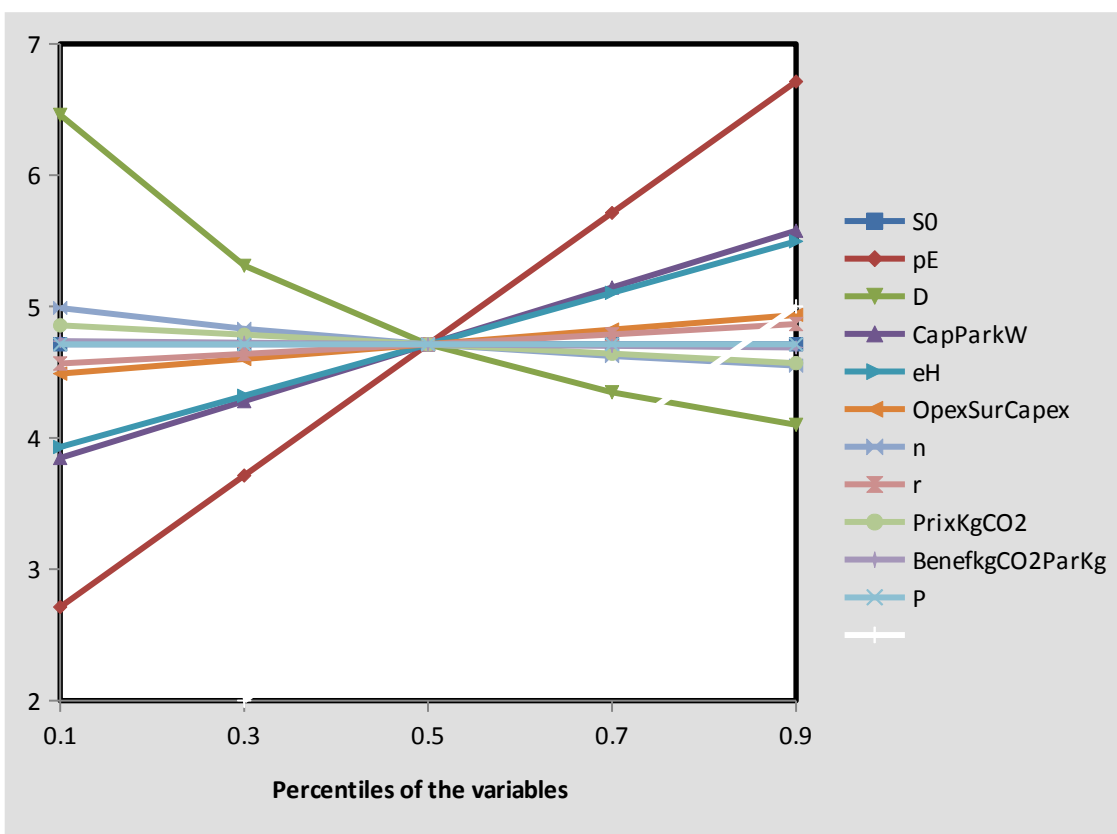




Figure 9. Sensibilité aux paramètres du coût (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) en valorisant le carbone, cas d'une distribution uniforme

L'importance relative des paramètres, en termes de leur influence sur le coût, n'est pas altérée par le choix de lois de distribution uniformes, mais les sensibilités sont encore amplifiées, parfois doublées.

La simulation précédente a tourné sur une place assez large de l'impact carbone, allant de zéro jusqu'à 60€, une valeur de la tonne de dioxyde de carbone dix fois supérieure à la valeur actuelle (mais considérée par les experts comme une valorisation raisonnable).

Si l'on prend une hypothèse plus conservatrice sur le prix du carbone en le valorisant près de sa valeur présente (6€ la tonne, avec minimum à zéro et maximum à 7€ la tonne), alors on a les résultats suivants :

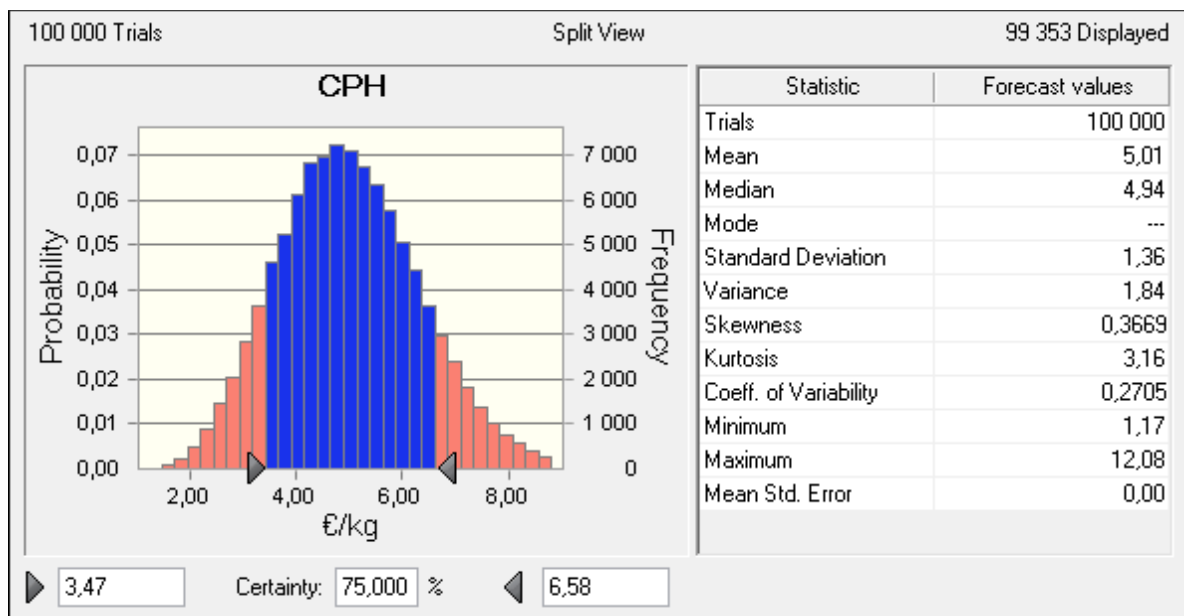


Figure 10. Distribution des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques, avec des distributions triangulaires de paramètres, en valorisant faiblement le bénéfice carbone lié à l'hydrogène produit – source, calculs de la mission

L'on observe, dans ce contexte moins favorable, un décalage de 10 centimes vers le haut de la moyenne et de la médiane du coût par rapport à l'étude précédente valorisant la tonne de CO<sub>2</sub> entre 0 et 60€. Cet ordre de grandeur est cohérent avec l'analyse de sensibilité statistique précédente relativement au bénéfice attendu de la valorisation du carbone. La distribution de coûts reste étale.

Là encore la dépendance aux lois de distribution choisies pour les paramètres est significative.

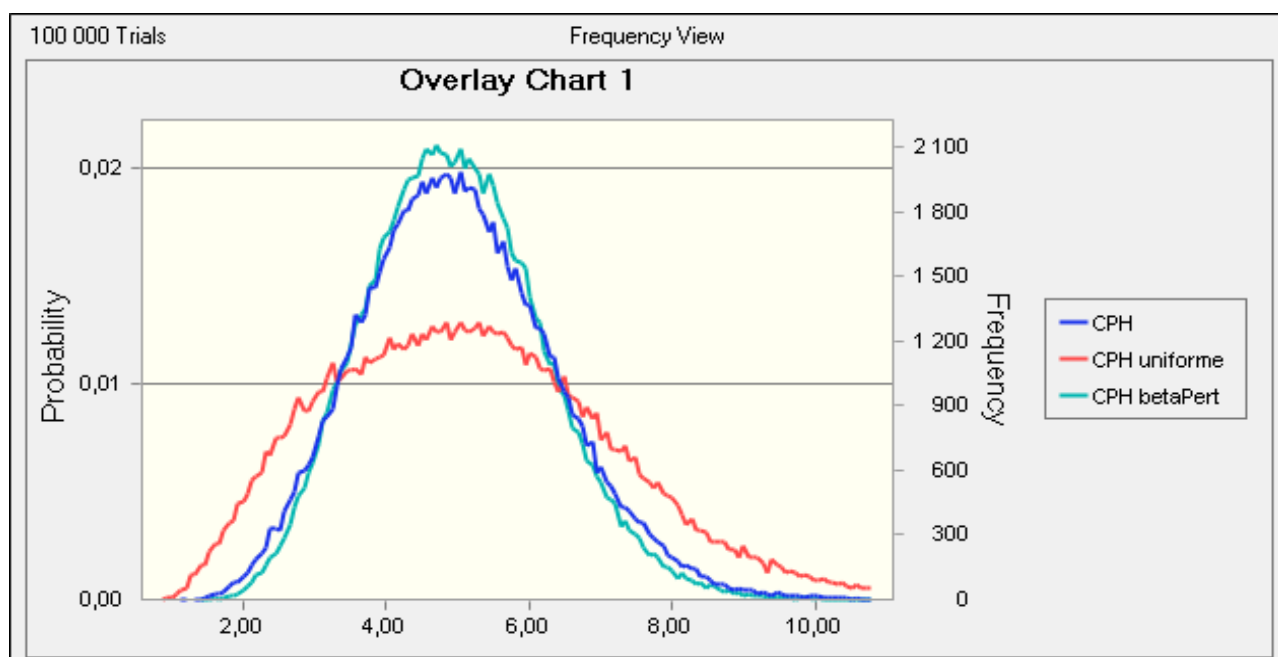


Figure 11. Distribution des coûts (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) après 100 000 essais paramétriques, avec des distributions triangulaires, uniformes et Beta Pert de paramètres, en valorisant faiblement le bénéfice carbone lié à l'hydrogène produit – source, calculs de la mission

Comme dans le cas précédent, la distribution des valeurs de coût CPH est peu dépendante de la loi de distribution choisie pour les paramètres si l'on compare loi triangulaire et loi beta Pert, mais fortement dépendante si l'on compare loi triangulaire (ou beta Pert) et loi uniforme.

L'étude de sensibilité, conduite comme précédemment, conduit aux graphes présentés ci-après. Pour une loi de distribution triangulaire des paramètres, on a :

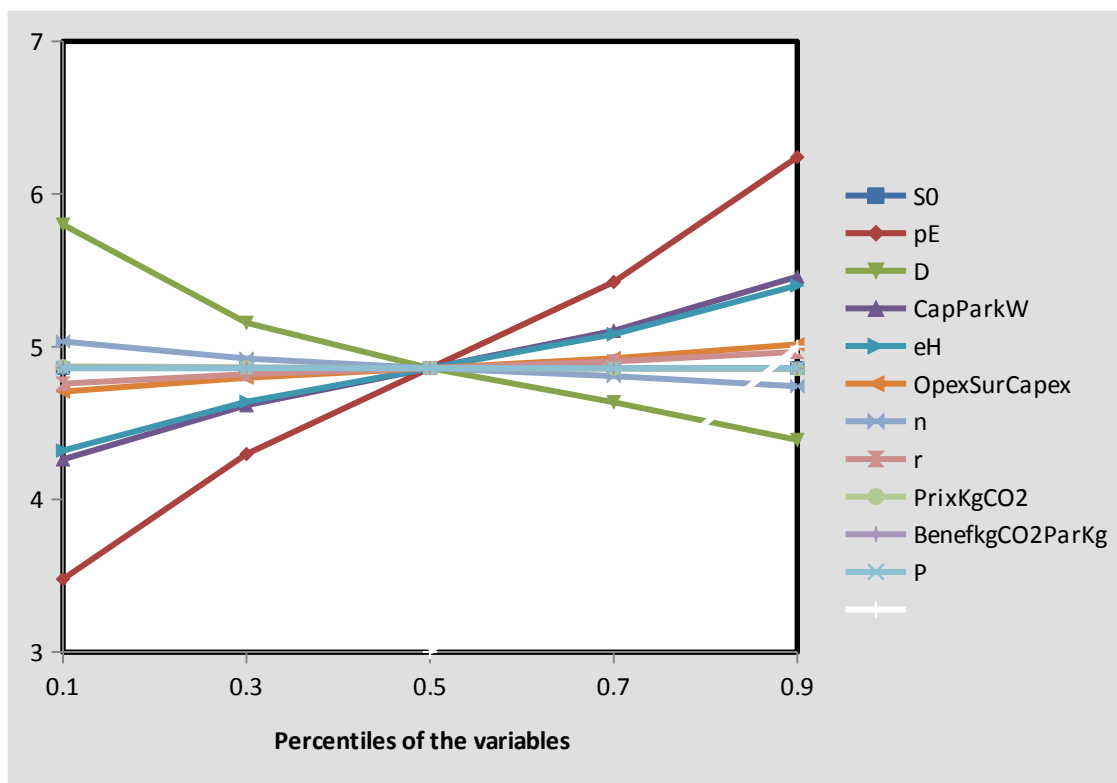


Figure 12. Sensibilité aux paramètres du coût (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) en valorisant peu le carbone, cas d'une distribution triangulaire

Et pour une loi de distribution uniforme :

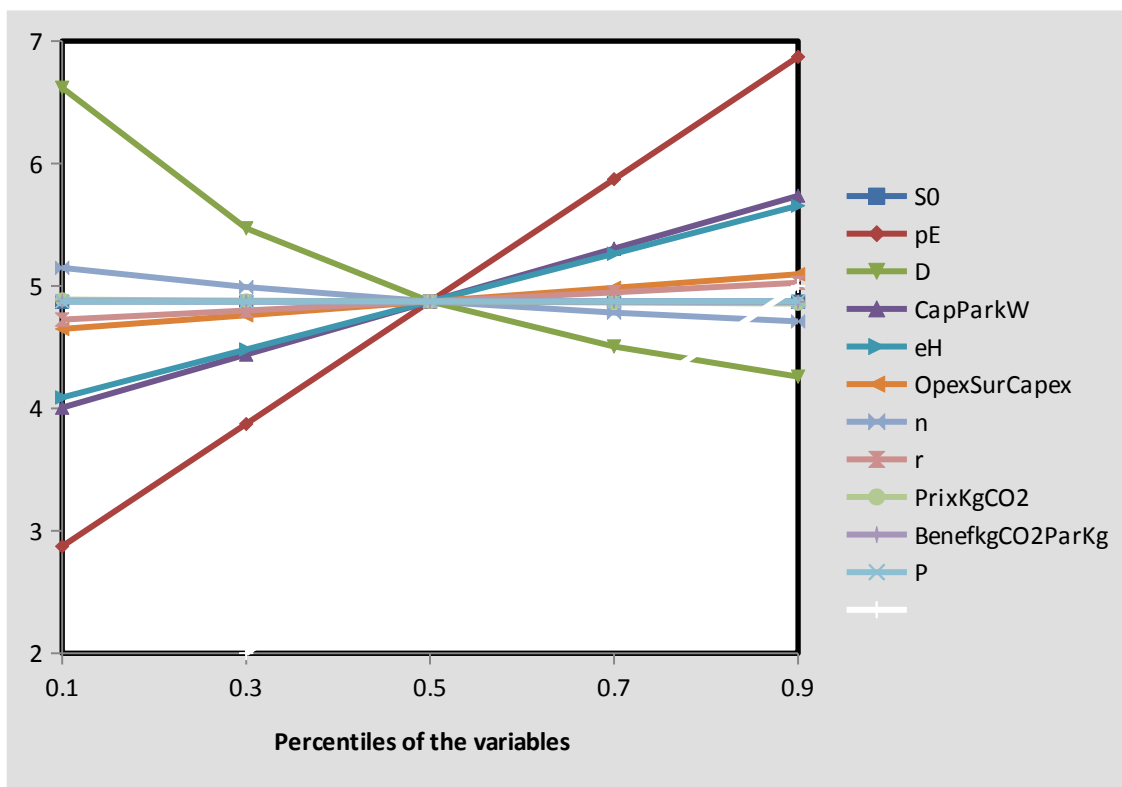


Figure 13. Sensibilité aux paramètres du coût (CPH) de l'hydrogène produit (en €/kg) en valorisant peu le carbone, cas d'une distribution uniforme

La sensibilité du coût aux paramètres est très semblable aux cas où le carbone est plus valorisé. De fait on a essentiellement un effet de translation du coût vers le haut en valorisant moins la tonne de dioxyde de carbone. Les paramètres les plus importants, hors subvention, sont encore le prix de l'électricité (pE), la durée de fonctionnement annuelle (D), le Capex par unité de puissance (CapParkW), la quantité d'électricité requise pour produire un kg d'hydrogène (eH, qui implique indirectement le rendement de l'électrolyseur). Puis viennent les ratios Opex sur Capex, les paramètres financiers d'actualisation, et les éléments de valorisation du dioxyde de carbone.

### 3. Influence du rendement de l'électrolyseur

Les simulations précédentes supposent aussi un rendement favorable de l'électrolyseur, via une énergie de 50 kWh requise pour produire un kg d'hydrogène ; cette valeur est reprise implicitement par un certain nombre d'analyses dont la mission a eu connaissance et est directement liée au rendement de l'électrolyseur. L'on peut aussi envisager une hypothèse plus défavorable que la plage 40-50-60 kWh envisagée précédemment (40 kWh valeur minimale, sans doute trop favorable, 50 kWh valeur probable, 60 kWh valeur maximale), par exemple la plage 50-65-75 kWh. Avec cette plage, et en partant de la simulation précédent valorisant peu le carbone, le prix du kg d'hydrogène évité fait un bond d'1,3€ pour arriver à 6,3 ou 6,4€/kg de valeur moyenne ou médiane, avec une valeur minimum (rare par définition et liée à un prix très bas de l'électricité) de 1 à 1,5€/kg selon que l'on adopte des lois de distribution uniformes ou triangulaires.

### 4 Variabilité du prix de l'électricité

L'on peut aussi bâtir sur la simulation juste précédente en rendant le prix de l'électricité variable en

fonction de la durée d'utilisation, en prenant par exemple un prix moyen du kWh de 0,01€ pour 1 000h d'utilisation et 0,11€ pour 8 000h au lieu d'un prix fixe de valeur minimale 0,01 et maximale de 0,11 avec valeur probable de 0,06€ comme précédemment. Ce choix permet de comparer l'effet brut de la variation temporelle du prix de l'électricité avec son homologue statique. En réalité, l'on a pour le prix spot, en 2014, des valeurs plutôt proches de 0,015€ à 1 000 heures et 0,055€ à 8 000h en 2014 (voire 0,065 ou 0,75 pour des années antérieures, ou futures ?)

Les résultats montrent une hausse supplémentaire du coût moyen ou médian d'une cinquantaine de centimes pour arriver à 6,8€/kg ou 6,9€/kg. La plage de résultats aussi se resserre significativement, les coûts minimum deviennent 3,4€ ou 2,9€ selon que l'on travaille en distribution triangulaire ou uniforme. Cet effet est attendu car coupler les deux paramètres permet d'éviter les valeurs extrêmes trop favorables ou défavorables cumulant durée longue et prix faible (situation trop favorable) ou vice versa, à savoir durée courte et prix élevé (situation trop défavorable), l'impact cumulé de ces deux cas antagonistes restant imprévisible. Avec ce nouveau modèle, la liste des paramètres sensibles et de leur importance respective change cependant peu, hors le prix de l'électricité, qui n'est plus un paramètre mais un résultat de calcul.

## 5. Conclusion

Le but de cette annexe, plus que d'établir les coûts « justes », était d'illustrer les ordres de grandeur d'incertitudes auxquelles se heurtent les calculs économiques au vu des contradictions, informations manquantes et/ou secrètes sur les valeurs appropriées de paramètres à prendre en compte. Le nombre de paramètres augmente mécaniquement l'incertitude. Les plages de résultats finaux sont en général très étalées, et il n'est pas rare que les valeurs plausibles varient d'un facteur deux ou plus. Les valeurs de coût finaux habituellement communiquées sont en fait extrêmement dépendantes des hypothèses sous-jacentes rarement explicitées, La mission, confrontée à des analyses parfois contradictoire, interprète la diversité desdites analyses comme l'expression de paramétrages différents, plausibles mais aboutissant à des conclusions parfois significativement différentes.

## Annexe 6 : Avantages et inconvénients techniques des différentes technologies de stockage d'énergies

Tableau réalisé à partir du rapport 2014 d'étude sur le potentiel du stockage d'énergies réalisé par ADEME, ATEE, DGCIS, ARTELYS, G2ELab et ENEA

	Avantages techniques	Inconvénients / contraintes techniques
<b>STOCKAGE GRAVITAIRE</b>		
STEP terrestre conventionnelle	Technologie éprouvée Bon rendement Flexibilité, délai de réaction rapide Durée de vie très importante Monitoring de charge facile Peu de maintenance Installations sur réservoirs existants ; Minimisation de l'investissement	Peu de potentiel supplémentaire Limitation des sites adaptés : retenues d'eau et dénivelé Coûts d'investissement croissants avec raréfaction sites éligibles Difficulté de raccordement électrique des nouveaux sites Acceptabilité environnementale, modification des écosystèmes et de l'hydrologie Acceptabilité sociale Longue durée de développement des projets
STEP marine		
STEP souterraine		
STEL (système de Transfert d'Énergie par Lest maritime)		
<b>STOCKAGE THERMODYNAMIQUE</b>		
CAES isochore adiabatique souterrain : Stockage de l'air comprimé dans une cavité géologique et chaleur stockée	Rendement accru par rapport au CAES conventionnel Grande quantité d'énergie stockable Temps de réponse rapide Longue durée de stockage d'électricité possible Longue durée de vie	Nécessité de trouver des sites géologiques adaptés Complexité technique due aux hauts niveaux de pression et de T° possibles pour les machines tournantes et le stockage de chaleur Complexité opératoire pour les configurations particulièrement sensibles au niveau de T° Gamme de puissance contrôlable plus restreinte que CAES conventionnel Rendement tributaire de la technologie de stockage thermique Pertes thermiques fonction du temps de stockage Pas encore de retour d'expérience
CAES isotherme de surface : Stockage est généralement réalisé en surface à	Puissance et capacité de stockage dissociés- large plage de régimes Modulaire Bonne durée de vie Rendement accru par rapport au	Sécurité (réservoirs haute pression) Corrosion / risque de gel Coût investissement encore élevé Pas encore de retour d'expérience Autodécharge due aux pertes thermiques

des pressions de l'ordre de 200 bars	CAES conventionnel	
CAES isobare adiabatique de surface : Pas de cavité de stockage ; l'air est stocké sous pression constante dans des réservoirs de surface	Facilité d'implantation Temps de développement et d'installation court Rendement supérieur au CAES conventionnel Ne nécessite pas d'énergie fossile Possibilité de récupérer de l'énergie thermique basse T° Quantité d'énergie stockable très modulaire Forte flexibilité et possibilité de variation de puissance instantanée	Peu de retour d'expérience Démarrage relativement long à froid Rendement moyen Coût du stockage plus élevé que le CAES conventionnel qui ne comporte pas de stockage de chaleur
Stockage Hydropneumatique / Oléopneumatique		
Stockage d'électricité par pompage thermique		
STOCKAGE CHIMIQUE H <sub>2</sub>		
Chaîne Électrolyseur-Stockage-PAC Voir partie "Générique" consacrée à électrolyse	Haute densité énergétique (100 fois supérieure à l'air comprimé) Technologies (électrolyse, stockage et PAC) relativement matures Modularité : caractéristiques en puissance et en énergie indépendantes (dimensionnement de l'électrolyseur indifférent de la pile à combustible et du stockage) Large profondeur de décharge possible	Rendement faible par rapport aux autres technologies de stockage Coûts d'investissement initiaux élevés Sécurité et acceptation sociétale de l'H <sub>2</sub> Déclarations ICPE et SEVESO
Électrolyse alcaline-stockage gazeux de surface – PEMFC		
Électrolyse PEM - stockage gazeux de surface – PEMFC		
Électrolyse - stockage solide sous hydrure métallique réversible - PAC		
STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE		
Batterie Plomb Acide	Technologie éprouvée et mature, la plus employée dans le monde Technologie sûre Larges capacités disponibles Faible autodécharge Système électrochimique avec les plus bas coûts d'investissement Matériaux recyclables (100 % pour le plomb Pb)	Durée de vie fortement dépendante des conditions d'utilisation(T°,...) Mauvaise cyclabilité à forte profondeur de décharge pour les technologies classiques Profondeurs de décharge acceptable mais très dépendante du type de batterie choisie Faible densité énergétique

		Connaissance de l'état de charge difficile Matériaux toxiques (Pb) Classement ICPE en France
Batterie Nickel-Zinc		
Batterie Lithium Ion	Bonne profondeur de décharge possible sans beaucoup affecter la durée de vie Excellente efficacité Haute densité en énergie et en puissance Longue durée de vie Faible auto-décharge Adaptables à de multiples applications	Coûts élevés (mais en baisse) Problèmes de sécurité pour certaines composition chimiques Besoin d'une régulation thermique Nécessité d'un monitoring individuel et de l'équilibrage de charge des cellules Problématique sur les ressources en lithium
Batterie Zinc-Air		
Batterie Sodium-Soufre		
Batterie ZEBRA		
STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE A CIRCULATION (batteries Red-Ox)		
Batterie à circulation Zinc-Brome	Coûts d'investissement en énergie relativement faibles Technologie relativement mature Faible auto-décharge Supporte très bien les décharges profondes Technologie modulaire Matériel peu coûteux	Faible densité énergétique Efficacité moyenne Architecture complexe Consommation d'énergie inhérente aux équipements auxiliaires Encombrement important Temps de décharge limité par le dépôt de zinc sur l'électrode négative Décharge complète requise tous les 5-10 cycles pour permettre dépôt homogène du zinc Dangerosité liée au brome
Batterie à circulation Vanadium-Vanadium	Dissociation entre puissance et énergie, grande flexibilité du temps de décharge Un seul élément électro actif : pas de risque de contamination par diffusion Très bonne cyclabilité et longue durée de vie Bonne efficacité Très bonne réactivité Très faible auto-décharge Supporte très bien les décharges profondes Technologie modulaire Faible maintenance nécessaire	Faible densité énergétique Requiert un grand nombre de cellules pour une puissance du système de stockage donnée Technologie non adaptée au stockage à très petite échelle Coût des électrolytes élevé
STOCKAGE ELECTROSTATIQUE		
Supercondensateurs  Ils stockent	Excellente réactivité Puissance spécifique élevée (>10 KW/kg)	Faible énergie spécifique (temps de décharge court) Coût important au kWh installé



l'énergie sous forme de champ électrique créé entre deux électrodes ; ils peuvent atteindre des densités d'énergie et de puissance proches des batteries, tout en bénéficiant d'un temps de recharge très court	Haut rendement Monitoring de charge facile Peut se charger avec une puissance variable Pas d'influence de la profondeur de décharge sur la durée de vie Longue durée de vie comparée aux batteries électrochimiques Fonctionne sous large gamme de T° Système modulaire Très peu de maintenance Pas d'utilisation de produits polluants (carbone, aluminium)	Forte auto-décharge (décharge en 24-48h) Forte baisse de tension en phase de décharge Problèmes de sécurité (potentiellement inflammable) Variation de tension linéaire avec la capacité installée
<b>STOCKAGE INERTIEL</b>		
Volant d'inertie basse vitesse (et plus récemment Haute vitesse)	Excellent temps de réponse Longue durée de vie Rendement élevé Connaissance de l'état de charge aisée Forte modularité en puissance Peu de maintenance Recyclage possible en fin de vie	Conception complexe (paliers magnétiques, vide..) Peu d'énergie disponible Très forte auto-décharge due aux différentes pertes Coût d'investissement élevé Potentiels problèmes de sécurité (masse tournante à haute vitesse) Bruit
<b>POWER to GAS</b>		
Production d'H <sub>2</sub> par électrolyse	Conversion directe d'électricité (pas de principe charge/décharge) en un produit directement utilisable Couplage du réseau électrique avec le réseau de gaz possible Utilisation de la flexibilité du réseau gaz Technologies (électrolyse et injection de gaz sur le réseau) matures Conversion d'électricité en un gaz « vert »	Coûts d'investissement élevés Limitation du volume d'hydrogène acceptable dans le réseau Présence de réseau de gaz nécessaire Sécurité et acceptation sociétale de l'hydrogène Rendement limité Déclaration ICPE
Production de méthane par conversion catalytique du CO <sub>2</sub>	Conversion directe d'électricité (pas de principe charge décharge) en un produit directement utilisable Réduction des pertes énergétiques comparativement à des solutions « Power to gas to power » Couplage du réseau électrique avec le réseau de gaz et désengorgement du réseau de transport d'électricité Grande flexibilité sur le volume du méthane de synthèse injectable dans le réseau contrairement à l'hydrogène technologies individuellement matures Utilisation de la flexibilité du réseau	Coûts d'investissement élevés Plus faible rendement que certaines solutions de stockage d'électricité Plus faible rendement que la solution PtG avec vecteur H <sub>2</sub> Gestion de la T° du réacteur en fonction des intermittences Gestion des catalyseurs et risques associés lors de la décharge Changement des catalyseurs requis tous les 5-10 ans Nécessite une source de CO <sub>2</sub> capté et purifié

	gazier et importante capacité de stockage associée Valorisation du CO <sub>2</sub>	
STOCKAGE THERMIQUE LATENT		
STOCKAGE THERMIQUE SENSIBLE		
STOCKAGE THERMIQUE THERMOCHIMIQUE		

*Tableau 9 : Avantages et inconvénients des technologies de stockage d'énergie – source, étude PEPS, ADEME et al.*

## **Annexe 7 : L'hydrogène et la mobilité : compilation des études existantes**

La mobilité apparaît comme étant l'usage le plus cité aujourd'hui de l'hydrogène énergie.

Le principal atout est la simplification de la chaîne, dès lors que l'hydrogène injecté dans une pile à combustible donne directement de l'électricité : alors, l'hydrogène

- Est utilisable avec un bon rendement (plus de 60 %) comme force motrice mécanique
- Ne pollue pas
- Est rechargeable en quelques minutes si une borne à hydrogène est disponible.

Ces 3 éléments rendent l'hydrogène particulièrement intéressant dans les sites fermés où la pollution d'un moteur thermique ne serait pas acceptable. C'est notamment le cas des chariots élévateurs qui constituent un marché de niche idéal. Néanmoins, si le surcoût de l'hydrogène est facilement acceptable pour des chariots élévateurs, il l'est moins pour des véhicules fabriqués en grande série et le modèle économique doit être examiné de près.

La problématique du VEH2 doit intégrer les éléments suivants de l'hydrogène :

- Il ne pollue pas dans les lieux où il est utilisé, mais la production d'hydrogène n'est pas forcément verte, ce qui nécessite une étude du puits à la roue ;
- Le VEH2 sera encore pendant de longues années plus cher à l'achat que le véhicule ICE ;
- A la différence du VEB, également plus cher à l'achat que le véhicule ICE, le combustible du VEH2 est presque au même prix que l'essence ou le gaz oil (10 €/kg H<sub>2</sub> donc 0,1 €/km) alors que le km d'un véhicule électrique pur revient à environ 0,02 €.

Le développement qui suit s'efforce de mettre en regard les surcoûts du VEH2 et les gains correspondants en termes de CO<sub>2</sub> émis en s'appuyant sur les études suivantes :

- Étude AIE : Technology roadmap, hydrogen and fuel cell, jan 2014
- Étude « a cost benefit analysis of fuel cell electric vehicles<sup>42</sup> » de 2015 relative au marché allemand
- Étude « a portfolio of power-trains for Europe : a fact-based analysis »<sup>43</sup> de 2011: cette dernière étude a permis notamment à la mission de compléter l'étude de 2015 sur les volets Véhicule électrique et véhicule hybride rechargeable, et de la transposer au contexte français.

Ces deux études (2011 et 2015) ont reçu à des titres divers des financements d'acteurs de la filière hydrogène.

Une première partie de l'analyse se concentrera sur les véhicules grand public, en comparant le véhicule ICE, le VEB, le VHR-RE et le VEH2, et une seconde partie étudiera les autres créneaux (véhicule utilitaires, poids lourds, autobus...).

### **1. La nécessité de disposer de véhicules décarbonés**

L'hypothèse première est que les transports, qui émettent actuellement 25 à 30 % du CO<sub>2</sub> émis en Europe, doivent être considérablement décarbonés, dans un facteur de 95 % à l'horizon 2050. Ceci ne peut être obtenu qu'avec des VE, VHR, ou des VEH2, et sous réserve que l'électricité produite soit décarbonée et que l'hydrogène soit lui aussi produit de manière décarbonée.

<sup>42</sup> Étude de février 2015, impliquant Paris Dauphine, l'École polytechnique, l'INRA et le CNRS, et ayant reçu un support financier de la part d'Air liquide

<sup>43</sup> Étude de 201X, financée par des constructeurs automobiles,...

## 2. Les schémas d'usage des différents types de véhicules, et leur coût de production/ maintenance

Le VEB (Véhicule électrique à batteries) est pratiquement autosuffisant dès lors que l'électricité qui sert à le recharger est disponible presque partout. Néanmoins, la lenteur de la charge (même une charge rapide à 43 kVA prend une demi-heure pour un plein de 150 km) fait que le VEB n'est adapté que pour des usages limités à 150 km/jour sauf pour des créneaux spécifiques (cf Tesla). Malgré les progrès techniques, on attend plutôt des évolutions qu'une révolution sur le coût des batteries, leur poids et leur encombrement d'ici 2030.

A titre d'ordre de grandeur, la Zoe de Renault (VE) dispose d'une batterie de 25 kWh, ce qui lui confère une autonomie de près de 150 km. La Tesla est une voiture haut de gamme atypique qui dispose de 400 km d'autonomie, mais elle est très chère. On compte environ 0,18 kWh/km mais la consommation varie fortement suivant l'usage : en ville la consommation est faible car la vitesse est faible et l'énergie est récupérée au freinage ; en revanche, la consommation sur autoroute s'envole, et les équipements annexes (essuie-glace, phares et surtout chauffage) peuvent réduire considérablement l'autonomie.

Le VE peut toutefois devenir hybride rechargeable (VHR), soit en disposant d'une double motorisation (essence et électrique) pour la traction mécanique, soit en adjoignant à un VE pur un prolongateur d'autonomie (Range Extender) composé d'un générateur électrique (essence ou diesel) qui recharge la batterie. Le dimensionnement de la batterie peut être revu à la baisse dès lors que l'autonomie redevient assurée par le moteur à combustion.

Le VEH2 est généralement constitué d'une petite batterie et d'une pile à combustible alimentée par un réservoir à hydrogène à 350 ou 700 bar, qui produit de l'électricité. A 700 bar, le réservoir en fibre de carbone d'un VE H2 full cell pèse environ 100 kg et embarque 3 à 5 kg d'hydrogène, qui, avec un rendement de la PAC de 65 % fournissent  $4 \times 33 \text{ kWh} \times 65 \% = 85 \text{ kWh}$ , soit 400 km d'autonomie. La PAC a une puissance de 100 kW environ.

A noter que, comme pour le VHR, il existe aussi des VE H<sub>2</sub> Range extender, qui ont une batterie de taille moyenne (10 kWh par exemple), une PAC et un réservoir H<sub>2</sub>, qui peuvent être de moindre taille. Le réservoir des Kangoo H<sub>2</sub> est à 350 bar.

### 2.1. Coût de production et de maintenance des différents types de véhicules.

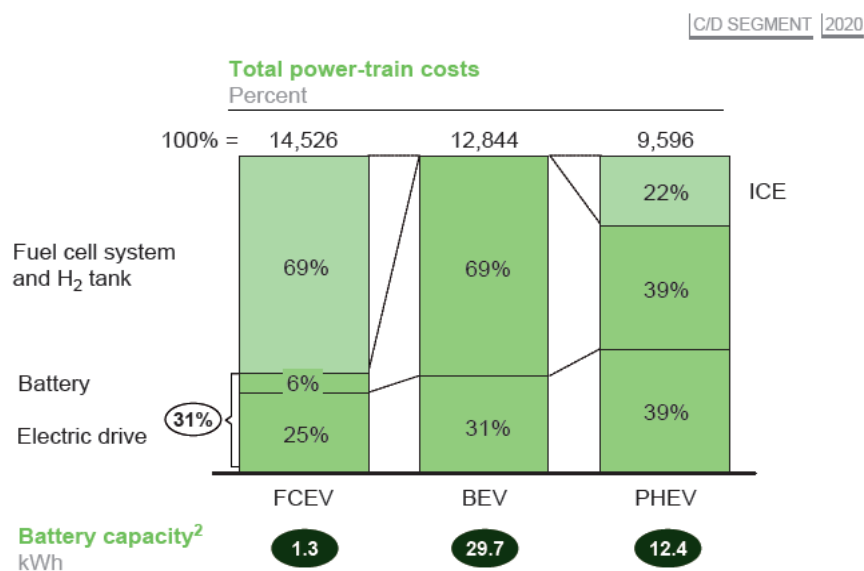
La référence est le véhicule ICE qui coûte environ 21 k€ à l'achat en 2015 pour un segment C/D (moyenne gamme) et dont le coût ne décroît que très peu dans le temps.

Les coûts d'un véhicule sont détaillés dans le schéma page 41 de l'étude Portfolio ([www.zeroemissionvehicles.eu](http://www.zeroemissionvehicles.eu)), repris plus loin, dont on retiendra les colonnes « achat » et « maintenance » sur une durée de 15 ans avec 12 000 km/an. Sont également mentionnés les coûts du rapport AIE (Technology Roadmap, 2015 – Table 11)

Pour le segment C/D (gamme moyenne) en 2030 :

FCEV	: 25,7 (achat) + 4,2 (maintenance) = 29,9 k€	AIE : 33,6 k\$ (achat)
BEV	: 26,3 (achat) + 3,6 (maintenance) = 29,9 k€	AIE : 32,8 k\$
PHEV	: 25 (achat) + 4,9 (maintenance) = 29,9 k€	AIE : 32,2 k\$
ICE essence	: 21,1 (achat) + 5,4 (maintenance) = 26,5 k€	AIE : 30,9 k\$
ICE diesel	: 21,6 (achat) + 5,6 (maintenance) = 27,2 k€	AIE : 31,7 k\$

Selon les interlocuteurs de la mission, les ordres de grandeur de coûts des réservoirs à hydrogène seraient de 2 000 à 3 000 € ; la PAC coûterait 30 000 € aujourd'hui<sup>44</sup>. Le graphique ci-après (étude Portfolio déjà mentionnée) donne, pour 2020 la décomposition des coûts des différents composants d'un véhicule.



1 All power-trains have different performance criteria, mobility patterns and driving purposes  
2 Different types of batteries for each power-train depending on their driving pattern

SOURCE: Study analysis

Exhibit 23: In 2020, 31% of technology improvements in BEVs and PHEVs also apply to FCEVs

Figure 14. Etude « a portfolio of power trains in Europe » – a facts-based analysis, McKinsey 2011

Les valeurs issues de l'étude AIE ci-dessous montrent (échelle de gauche en k\$) un surcoût d'achat du véhicule de 2000 \$ environ en 2030 entre le VEH2 (ou le VHR quasiment équivalent) et le véhicule à essence:

<sup>44</sup> Quelques valeurs du rapport AIE (Technology Roadmap, Hydrogen and Fuel cells 2015)

	Aujourd'hui	2030
PAC sur la base de 80 kW)	380 \$/kW (soit 30 200 \$)	54 \$/kW (soit 4300 \$)
Réservoir H <sub>2</sub> (sur la base de 6,5 kg)	20 \$/kWh (soit 4300 \$)	14 \$/kWh (soit 3100\$)
Batteries (sur la base 1,3 kWh)	430 \$/kWh (soit 600 \$)	350 \$/kWh (soit 460 \$)
Moteur électrique	1800 \$	1600 \$
Consommation (kg H <sub>2</sub> /100 km)	1	0,8

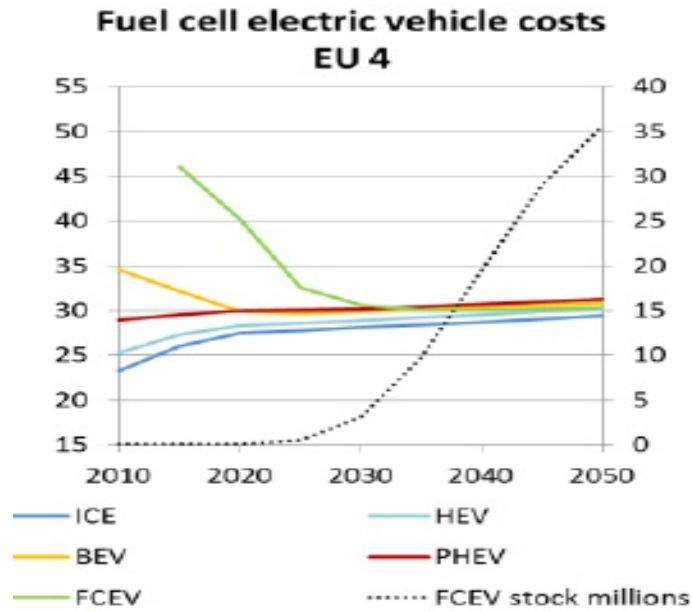


Figure 15. Surcoût d’achat en k\$ (à gauche) et parc automobile en millions (à droite) du véhicule à pile à combustible hydrogène – Source, AIE

Le niveau d’achat des VEH2 en 2030 est toutefois une source d’incertitude puisque basé sur des hypothèses de baisse drastique du coût des PAC, par effet de volume, et un peu des effets de série sur la fabrication du véhicule. On peut observer à ce sujet que l’étude Portfolio prévoyait en 2011 une évolution du coût par kW de 500 € en 2010 à 110 € en 2015, alors qu’on est aujourd’hui toujours à 500 €/kW.

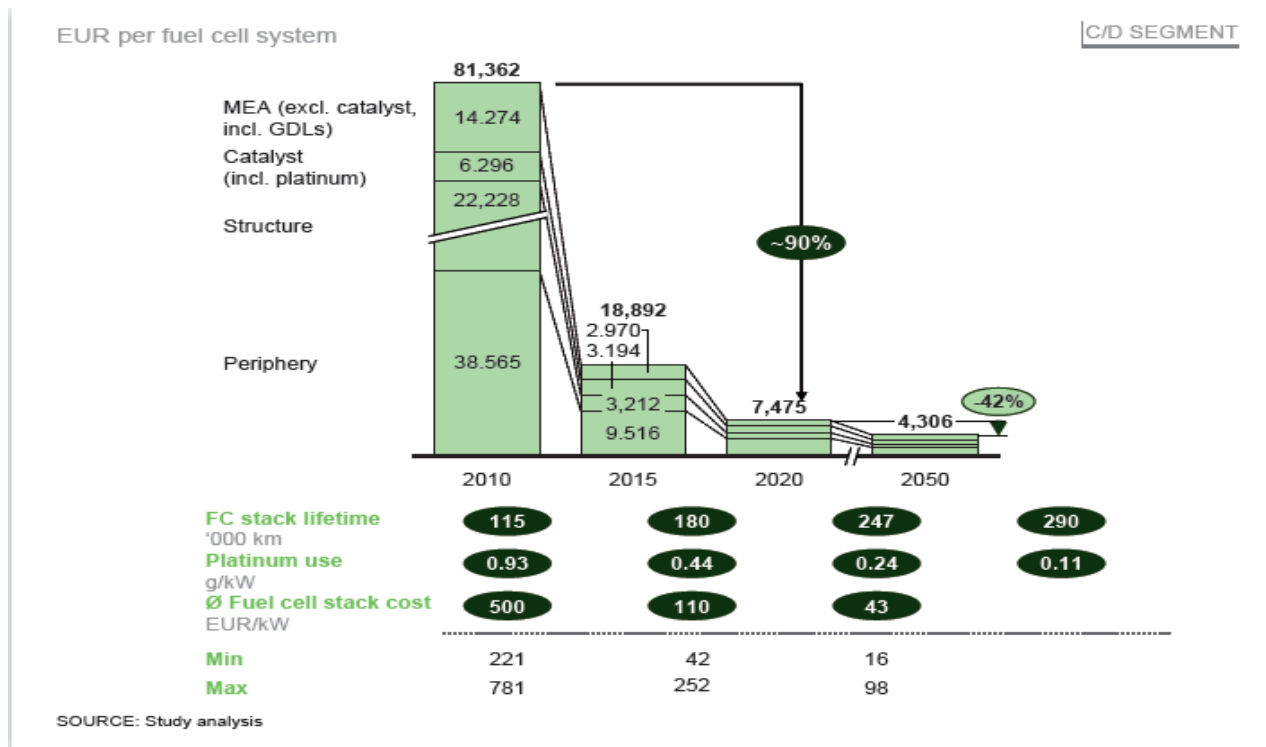


Exhibit 21: The cost of a fuel cell system falls by 90% by 2020

Figure 16. Evolution du coût des systèmes PAC - Source : étude « a portfolio of power trains for Europe – a facts-based analysis, McKinsey 2011

## 2.2. Le coût du combustible.

- Pour l'essence/ gas oil, l'étude de 2015 table sur une consommation de 4,88 l/100 km avec un prix de 1,46 €/l en 2030, soit 0,07 €/km
- Pour les VEB, une consommation de 0,18 kWh/km et un prix de 0,14 €/kWh conduisent à 0,028 €/km, si on intègre le coût des bornes de recharge<sup>45</sup>.
- Le VHR peut être considéré comme une moyenne d'un VEB et d'un ICE, avec un coût de 0,05 €/km.
- Pour le VE H<sub>2</sub>, l'étude de 2015 cite un coût de production de 6,3 €/kg H<sub>2</sub> en 2030 avec une consommation de 0,8 kg/100 km (soit 0,05 €/km), auxquels il faut ajouter une estimation de 1,65 k€ de Capex/veh, plus 0,13 k€ d'Opex/veh.an (soit au total environ 300 €/an.veh) liés aux bornes de recharge. Le total conduit à 0,08 €/km.
- L'étude AIE donne des coûts complets H<sub>2</sub> à la pompe équivalents pour 2030 à un litre d'essence à 2,5€ (ce qui suivant l'hypothèse précédente de 4,88 l/100 conduit à 0,12€/km):

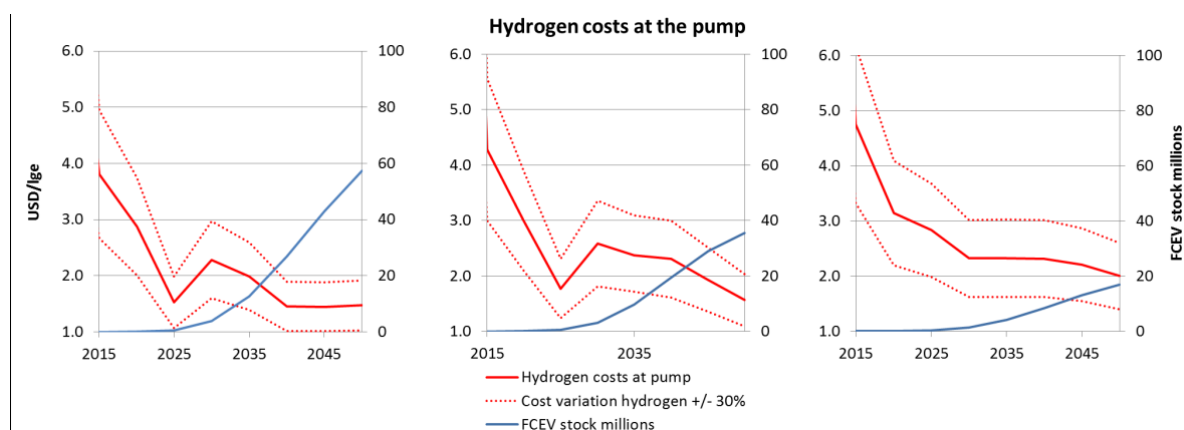


Figure 17. Coût de l'hydrogène à la pompe (US \$/kg) - Source AIE Hydrogen roadmap Status and next steps 2014 (de gauche à droite USA-EU4-Japon)

## 2.3. Le coût total de possession.

Les trois études fournissent des éléments.

- L'étude « cost benefit analysis » de 2015 donne un écart de 1000 € en 2030 entre le véhicule fuel cell et le véhicule ICE, écart qui s'annule en 2042 (voir ci-après le tableau)
- L'étude Portfolio de 2011 donne des écarts de TCO 2030 entre 3000 et 5300 \$.

<sup>45</sup> Dans le cadre de la mission Hirtzman puis Vuibert les chiffres admis étaient de 90% de charge à domicile (avec une wallbox coûtant 1000 €) et de 20% sur la voie publique (avec un coût de 5000 € en intégrant une petite proportion de charge rapide). Un amortissement sur 8 ans et des frais de fonctionnement conduisent à 0,03 €/km sur la base de 10000 km/an.

La mission s'étonne toutefois des montants concernant les infrastructures de recharge électriques qui sont nettement supérieures à ce qui est mis en place en France.

EUR thousands EXCLUDING ALL TAXES | 2030

Vehicle	Purchase price +	Maintenance +	Fuel cost <sup>1</sup> +	Infrastructure <sup>2</sup> □	TCO
<b>A/B Segment</b>					
FCEV	16.0	2.5	4.4	1.2	24.0
BEV	15.2	2.2	2.7	2.5	22.6
PHEV	13.7	2.8	3.4	1.4	21.3
ICE - gasoline	11.1	3.0	4.1	0.5	18.7
ICE - diesel	11.2	3.0	4.1	0.4	18.7
<b>C/D Segment</b>					
FCEV	25.7	4.2	5.2	1.4	36.5
BEV	26.3	3.6	3.2	2.5	35.6
PHEV	25.0	4.9	3.7	1.4	35.0
ICE - gasoline	21.1	5.4	5.3	0.6	32.3
ICE - diesel	21.6	5.6	5.2	0.5	32.9
<b>J Segment</b>					
FCEV	32.7	5.3	6.2	1.7	45.9
BEV	37.3	5.2	3.9	2.5	48.9
PHEV	34.7	6.7	5.1	1.4	47.9
ICE - gasoline	28.3	7.0	6.9	0.8	42.9
ICE - diesel	29.1	7.4	7.2	0.7	44.4

1 Includes production and distribution cost  
2 Includes retail cost  
NOTE: Assuming 15 year lifetime, annual driving distance of 12,000 km, no tax (e.g., fuel excise, VAT)  
SOURCE: Study analysis

Exhibit 30: By 2030, all electric vehicles are viable alternatives to ICEs, with running costs that are comparable and a purchase price that is close to comparable for larger cars

Tableau 10 : Coûts de possession des divers types de véhicules – source, étude McKinsey

- L'étude AIE compare également le véhicule H2 à un panel : tableau concernant l'Europe (EU 4) donnant à gauche le TCO en \$/km et à droite le parc de véhicules à hydrogène.

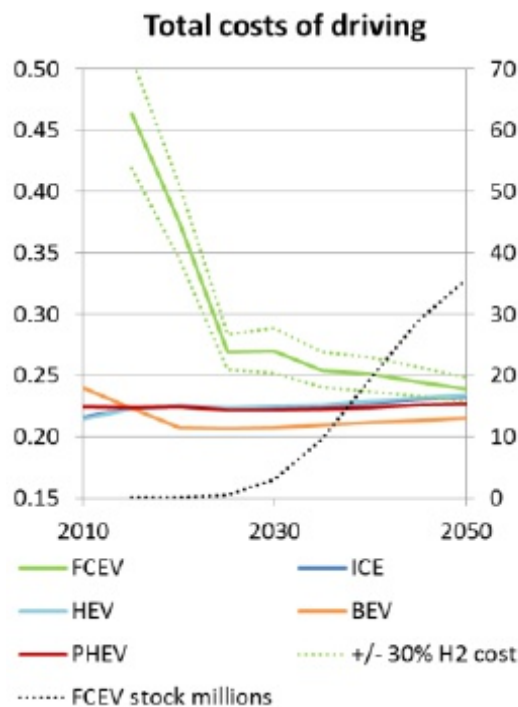




Figure 18. Coût total de possession et parc de véhicules à hydrogène – Source, AIE

2.4. L'impact CO<sub>2</sub>.

- L'étude Portfolio donne en page 59 (exhibit 53) les valeurs de CO<sub>2</sub>/ km attendues des différents modèles (C/D segment).
- Essence : 115 g CO<sub>2</sub>/km
- Diesel : 112 g
- VHR (PHEV) : 38 g
- FCEV : 20 g
- BEV : 10 g

A noter que les études sur la production d'hydrogène (et notamment l'étude « portfolio » de 2011) font état d'une utilisation très progressive des techniques propres, et que jusqu'en 2025 la majorité de l'hydrogène produit l'est par vaporeformage.

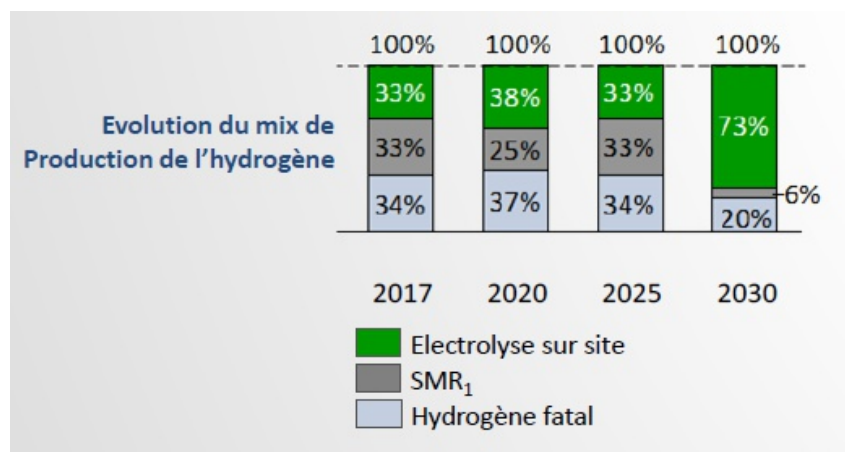


Figure 19. Evolution du mix de production d'hydrogène - Source - Etude H2 mobilité.

Il est à comparer au tableau de l'étude « a cost benefit analysis of FCEV » de 2015, rappelé ci-dessous :

Table 2 Cost analysis for the base case

Cost benefit analysis		Unit	2015	2020	2025	2030	2050
Delta purchase and maintenance cost		k€/year	7,6	3,0	1,9	1,2	0,1
Delta fuel cost		k€/year	-0,4	-0,5	-0,3	-0,3	-0,5
Infrastructure for H2		k€/year	13,8	0,3	0,2	0,1	0,1
<b>Delta TCO per vehicle</b>		k€/year	21,1	2,8	1,8	1,0	-0,3
TCO converge in		year		2042			
<b>Total discounted delta cost from 2014 to</b>		M€	20 260	1 897	5 921	11 926	17 495
<b>CO2 emissions avoided</b>		t/year	1,62	1,68	1,35	1,49	1,76
Total CO2 avoided		Mt	161				
<b>Abatement cost</b>							
Static approach		€/t	13 023	1 662	1 321	667	-196
Dynamic approach		€/t	53				

Tableau 11 : Analyse du delta du coût total de possession du véhicule à pile à combustible à hydrogène – Source, « a cost benefit analysis of FCEV » de 2015

Le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée en 2030 est de 667 €. La mission conteste l'intérêt de l'approche dynamique également citée, celle-ci additionnant les émissions de CO<sub>2</sub> et les coûts jusqu'en 2050, ce qui efface complètement la période 2015-2030, compte tenu de la croissance supposée exponentielle et de l'introduction de l'électrolyse après 2030.

En tout état de cause, un véhicule à essence n'émettant que 100 g CO<sub>2</sub>/km, donc environ 1 t/an, la prise en compte d'une valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> à 100 €/tonne reste inférieure aux incertitudes de calcul.

### 3. Quelques extraits complémentaires des études existantes :

- L'intérêt des Plug in electric vehicles (PHEV) mis en évidence par l'étude Portfolio pour 2050 :

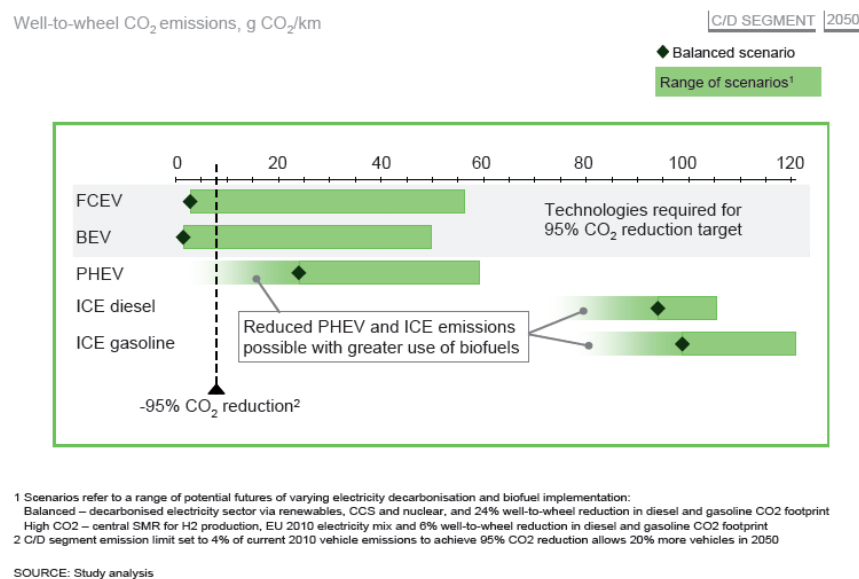


Exhibit 20: BEVs and FCEVs can achieve 95% decarbonisation of road transport by 2050

Figure 20. Émissions de dioxyde de carbone du puits à la roue (gCO<sub>2</sub>/km) –  
Source, McKinsey

- L'intérêt des Range extender à hydrogène est mis en avant dans l'étude H<sub>2</sub> mobilité AFHYPAC (ci-dessous) : le coût de fabrication du véhicule est en effet réduit car la PAC n'a plus besoin de fournir la puissance instantanée (qui peut être fournie par la batterie) mais uniquement la puissance moyenne de 25 kW environ.
- Néanmoins le Range extender H<sub>2</sub> a besoin de deux sources d'énergie non courantes à ce jour (électricité et hydrogène), et peut avoir du mal à trouver sa place face au véhicule électrique hybride rechargeable à batterie.

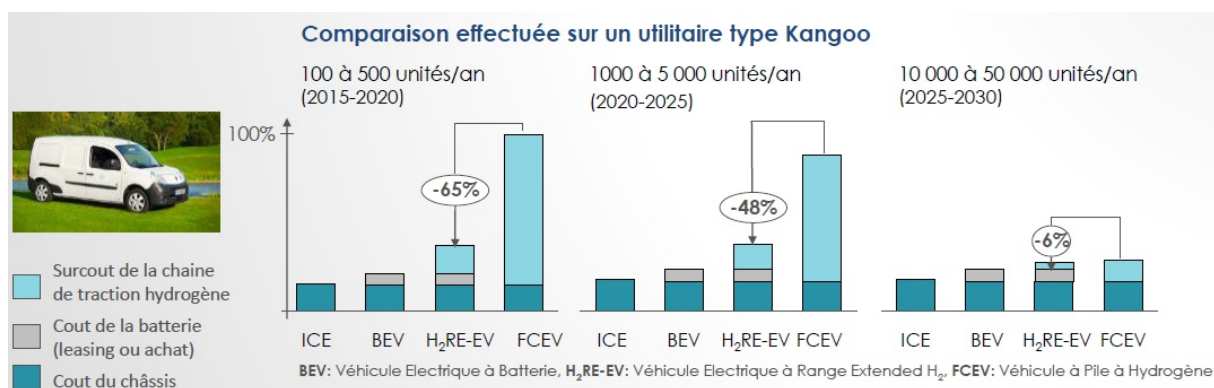


Figure 21. Comparaison entre véhicule thermique, à batterie, à prolongateur d'autonomie à hydrogène et à pile à combustible tout hydrogène

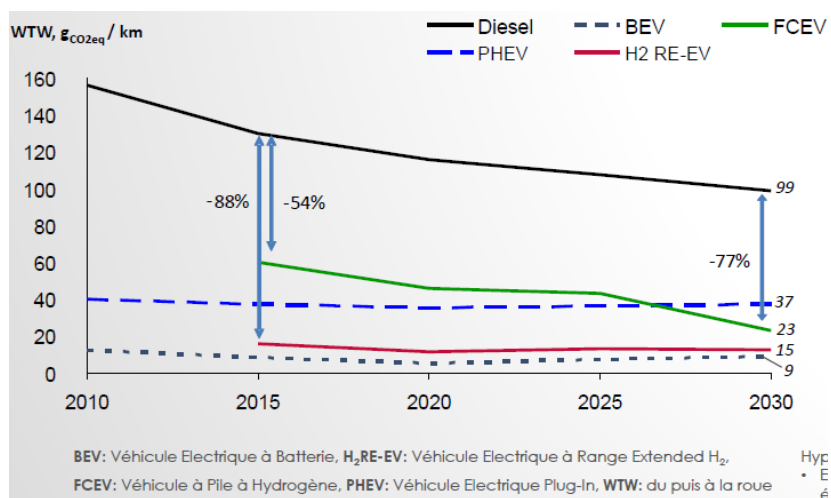


Figure 22. Émissions de dioxyde de carbone du puits à la roue

- Quelques photos : pile à combustible pour véhicule RE et station H<sub>2</sub> d'Albi

FIGURE 9 - PILE H<sub>2</sub> RANGE EXTENDER 5 KW (SYMBIOFCCELL ALP 5)



Figure 23. Pile à combustible et station de recharge

- Extrait du livre vert de Michelin (2014), donnant la tendance vers une mobilité décarbonée en 2050.

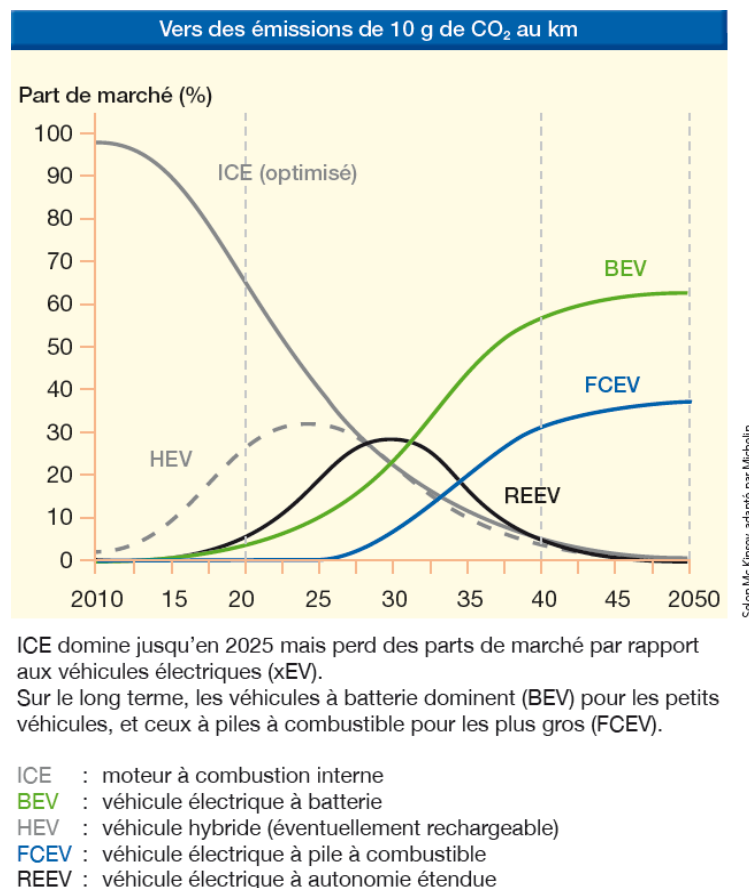


Figure 24. Tendances vers la mobilité décarbonée – source, livre vert de Michelin

#### 4. Les autres segments de marché

- Les véhicules utilitaires destinés au centre-ville. La pression médiatique contre le diesel oblige les entreprises à s'interroger sur de nouvelles motorisations et les valeurs tutélaires du coût (impact santé, plus que climat) de la pollution en milieu urbain dense sont élevées. Le VEB et le VHR peuvent être des solutions mais, face à une réglementation stricte, ils trouvent leurs limites car au-delà de l'autonomie batterie, il faut soit recharger (et perdre beaucoup de temps) soit rouler en mode carboné, ce qui pourrait être interdit. La notion de flotte captive rechargeable en H<sub>2</sub> a alors un sens. Les informations fournies à la mission sur les réservoirs indiquent alors que ce genre de flotte aurait peut-être intérêt à utiliser des 350 bars, moins cher à l'achat.
- Les bus urbains sont également des candidats potentiels pour l'hydrogène dans un contexte de réglementation contraignante. Néanmoins, une étude d'impact spécifique serait utile car la recharge par induction lors des arrêts peut être compétitive.
- Les transports routiers longue distance ont été évoqués lors des entretiens, dans la mesure où le fort nombre de km parcouru aurait permis d'amortir plus facilement des équipements réservoir et PAC. Les réponses ont été assez réservées, le gaz naturel semblant plus susceptible que l'H<sub>2</sub> de détrôner le diesel, s'il devait l'être.

## Annexe 8 : Panorama international

### 1 France

#### 1.1 Contexte et stratégie à court et moyen terme

En matière de recherche, le CEA est actif notamment en matière de technologie de PAC, d'électrolyse haute température, de réservoirs à hydrogène ; le CNRS a regroupé ses activités au sein du GdF HysPàC de quelques 200 équipes. Les acteurs industriels français sont quelques très grands groupes (Air Liquide, Michelin, Valéo, Areva (filiale), Renault, GDF et GRT Gaz, ...) et quelques PME (SymbioFuelCell pour piles à combustibles et électrolyseur, Pragma pour PAC de vélos, McPhy Energy pour des prolongateurs d'autonomie à stockage solide, Mahytech, Raigi, pour les réservoirs, ...). En matière de brevets octroyés en 2011 sur le seul secteur des piles à combustible, une revue de 2012 place la France en 5e position mondiale avec 72 brevets obtenus (contre 45 en 2010), loin derrière les deux leaders Japon et États-Unis, et aussi derrière l'Allemagne et la Corée. Le même classement vaut pour les brevets déposés. 40 % des brevets octroyés en 2011 sont allés au CEA. Le CEA, BIC, Renault et Air Liquide représentaient 75 % du total octroyé. La France a déposé en 2011 des demandes pour environ 179 brevets (contre 126 en 2010).

Le sujet de l'hydrogène a été populaire en France dans les années 2000 avec des annonces pour 2005, non concrétisées, suivies d'un relatif désintérêt avec une reprise depuis les années 2010.

L'ADEME a émis en 2011 une feuille de route stratégique sur l'hydrogène énergie et les piles à combustible, La feuille de route voit décoller en 2015 les applications nomades, la micro et moyenne génération, le reformage de biogaz et l'électrolyse PEM ; en 2020 le stockage et l'électromobilité, le reformage avec capture et séquestration du carbone ; au-delà, les procédés de production biologiques, les réseaux intelligents et la cogénération forte puissance. Cette feuille de route décline aussi quatre visions pour 2050 : hydrogène bas carbone pour l'industrie, hydrogène renouvelable pour l'industrie, hydrogène bas carbone en réseau national et économie locale de l'hydrogène renouvelable maillant le territoire. Elle privilégie le soutien et l'accompagnement politique, l'engagement de grands industriels associés à des PME et l'acceptabilité sociétale comme leviers déterminants susceptibles de lever les verrous techniques, économiques et sociaux.

Le contexte français est actuellement marqué par la loi de transition énergétique et ses objectifs en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de consommation énergétique finale et primaire fossile, d'augmentation de la part d'énergie renouvelable, etc.

En parallèle à la problématique énergétique et environnementale, les 34 plans de reconquête industrielle de 2013, restructurés en 10 solutions en 2015, incluent une « solution » relative à la « mobilité écologique », où s'inscrit l'ancien plan « autonomie et puissance des batteries » qui comprend un volet hydrogène avec des actions pour le développement. De plus est sorti fin 2013 un rapport de l'OPECST<sup>46</sup> préconisant le déploiement d'une filière hydrogène nationale et la facilitation (réglementaire et économique) de ce déploiement, puis fin août 2014 une note de France Stratégie<sup>47</sup> plus réservée notamment sur les questions de coût et de sécurité. Le 31 mars 2015, lors d'un conseil des ministres franco-allemand, a été signée une déclaration commune sur l'intégration économique relative à l'hydrogène appelant au lancement d'une initiative commune sur la mobilité à hydrogène (véhicules à PAC et infrastructure appropriée).

De fait les applications mobilité sont en France, à ce stade, plus avancées que les applications stationnaires.

<sup>46</sup> L'HYDROGÈNE : VECTEUR DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE, par Laurent KALINOWSKI, député, et Jean-Marc PASTOR, sénateur, 19 décembre 2013, <http://www.senat.fr/rap/r13-253/r13-253.html>

<sup>47</sup> "Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique", Etienne Beeker, 26 août 2014, <http://www.strategie.gouv.fr/publications/y-t-une-place-lhydrogene-transition-energetique>

### 1.2 Applications stationnaires et stockage

L'on en est encore au stade d'étude ou de projets, voire de démonstrateurs.

En stationnaire, l'ADEME a sélectionné en 2014 six projets dans le cadre de son appel à projets TITEC (transfert industriel et tests en conditions réelles) dont les projets HYLOADER (chargeur aéroportuaire électrique), LH P-H (lampadaire hybride photovoltaïque et pile à combustible).<sup>48</sup>

Il existe aussi des projets de démonstration de piles résidentielles : projet EPILOG à Forbach, trois PAC de 1 kW ou moins ; projet CRONOS (appel TITEC) d'étude et optimisation de PAC résidentielles ; projet ene.field (financé par l'initiative FCH-JU<sup>49</sup>) de démonstration de PAC dans des maisons en Alsace.

Sur le stockage, des études de 2013 et 2014 de GRT Gaz chiffrent le potentiel de stockage du « Power to Gas » (utilisation d'électricité pour fabriquer du gaz, hydrogène ou méthane, éventuellement ensuite réinjecté dans le réseau de gaz), avec des projections de 2,5-3 TWh en 2030 et de 21 à 72 TWh en 2050. Il est considéré que le « power to gas » ne nécessite pas de rupture technologique mais l'industrialisation et l'intégration demandent des efforts. Le démonstrateur « power to gas » GRHYD à Dunkerque, d'une puissance de 0,12 MW, fonctionne depuis 2014 (acteurs GDF Suez, McPhy Energy, Areva H2 Gen, CEA). Un projet de démonstrateur de 0,5 MW est envisagé pour 2017.

Le démonstrateur Myrte (qui lui fait du « power to power », à savoir électrolyse de l'eau produisant de l'hydrogène, qui peut ensuite être réutilisé dans une PAC pour produire de l'électricité), d'une puissance de 0,25 MW, fonctionne depuis 2013 en Corse et étudie le stockage de l'hydrogène fabriqué par électricité issue du photovoltaïque avant de la restituer au réseau (voir annexe 9).

Le projet H2E coordonné par Air Liquide a testé entre 2008 et 2014 les techniques innovantes de production et stockage d'hydrogène ainsi que des piles à combustible, avec des tests d'alimentation en site isolé d'antennes télécom non raccordées (Cruet, La Chapelle et Albens en Savoie), l'alimentation de chariots élévateurs en entrepôt (station de Vatry, 10 kg/jour sous 350 bars), l'alimentation de secours.

Le projet CYRANO-1 cofinancé par l'ANR étudie la production via électricité de parc éolien et le stockage d'hydrogène sous pression dans un gazoduc à des fins de régulation du réseau électrique.

Le projet BIOH2 GEN financé par Air Liquide porte sur le développement d'une installation industrielle de production d'hydrogène à partir de bioéthanol. Le projet BIOH2 cofinancé par la région Picardie vise à mettre au point un démonstrateur de production d'hydrogène à partir de biomasse.

Le projet AIDHY cofinancé par l'ANR étudie l'acceptabilité des technologies hydrogène.

### 1.3 Mobilité

A ce jour une soixantaine de véhicules terrestres<sup>50</sup> à PAC existent en France, et 200 sont prévus pour fin 2015, avec 15 stations de recharge installées (pour l'heure quelques unes existent à : Saint-Lô, Lyon, Dôle, Grenoble... ).

1000 véhicules et 30 stations sont envisagés en France pour fin 2016.<sup>51</sup> On notera aussi la récente sélection (juillet 2015) par la Commission Européenne du projet EAS-HyMob -dirigé par l'entreprise Symbio FCell et soutenu par l'Association Energie Hydro Data 2020 (EHD2020)- attribuant une subvention de 4 000 000 € (sur un montant global de 8,1 M€) pour l'installation de 15 stations de recharge en hydrogène en Basse-Normandie sur la période 2015-2018.

<sup>48</sup> Rapport d'activité de la France sur l'hydrogène et les piles à combustible, juin 2012-novembre 2014, AFHYPC, [http://www.afhypac.org/images/documents/afhypac\\_ra\\_bd.pdf](http://www.afhypac.org/images/documents/afhypac_ra_bd.pdf)

<sup>49</sup> Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking entre Allemagne, France, Suisse, Italie, des industriels et des institutionnels

<sup>50</sup> Il existe aussi des projets pour le transport maritime et fluvial: Most'H, NavHybus, sHyPER, FILHyPyNE, bateau à PAC pour la compagnie des bateaux mouches, et aussi des applications d'alimentation dans l'aéronautique.

<sup>51</sup> [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/France\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/France_SC23.pdf)



Une expérimentation de production (avec électricité photovoltaïque) et recharge pour deux flottes de cinq véhicules légers de la Poste est en cours en France-Comté, dans le cadre du projet européen MOBYPOST sélectionné par l'appel 2009 du FCH-JU.

La société SymbioFuelCell propose un prolongateur d'autonomie à PAC de la Kangoo ZE électrique de Renault, de tels véhicules (dits « HyKangoo ») ont été testés depuis 2012. Dans le cadre du projet MOBILHyTest sélectionné par l'ADEME, trois véhicules HyKangoo doivent être testés de 2014 à 2016 sur deux sites et autour de deux stations de recharge.

L'ADEME soutient la mobilité dans le cadre de son appel à projet TITEC avec les projets HyWay (expérimentation de 50 kangoo ZE équipées de prolongateur à H<sub>2</sub>, autour de deux stations à Lyon et Grenoble ; le 10 juin 2015 ont été livrés les 21 premiers véhicules Renault Kangoo ZE-H<sub>2</sub>, pour 18 mois d'exploitation ; 3,6M€ pour la phase 1 financés à 40 % par ADEME et Région Rhône Alpes) et le projet Prodig (PAC pour vélos électriques),

L'ADEME, dans le cadre du programme Véhicule du Futur, soutient aussi à Albi le projet Businova de bus hybride (dont une motorisation PAC+batteries).

Le projet HYPE cofinancé par l'ANR vise au développement de réservoirs de stockage haute pression pour l'automobile. Le projet DIMITRHY a produit des données expérimentales pour évaluer le risque de l'utilisation d'hydrogène à bord d'un véhicule PAC.

A ces projets divers s'ajoute une vision plus globale. Le consortium « Mobilité hydrogène France »<sup>52</sup>, fédéré par l'AFHYPAC et mis en place dans le cadre du projet européen HIT (Hydrogen Initiative for transport), a publié en octobre 2014 une étude proposant un plan de déploiement des technologies hydrogène en France afin d'aider à remplir les objectifs de réduction d'émission de CO<sub>2</sub> et d'amorcer la transition énergétique. Concrètement l'étude recommande de démarrer avec des flottes captives (consommation prévisible, retour au même parking chaque nuit) alimentées par quelques stations de distribution d'hydrogène, structurées en clusters représentant au total 500 à 700 véhicules et 15-20 stations (compatibles 350 et 700 bars près des frontières, et pourvues d'électrolyseurs si l'on est loin -typiquement plus de 150 km des centres de production).

Il existe pour illustrer cette approche un certain nombre de projets régionaux, Lyon et Grenoble (50 Kangoo à prolongateur d'autonomie à PAC et deux stations H<sub>2</sub> à 350 bars), Grand Est en Franche Comté (trois Kangoos de la Poste à Dôle et Belfort avec extension à trois-cinq sites et 10-15 véhicules par site à partir de 2015), Le Havre-Rouen (15 bus par ville et deux stations produisant du H<sub>2</sub> décarboné), la Manche (une station alimentant cinq bus à Saint-Lô, projet européen 3EMotion).

#### 1.4 Conclusion

En France coexistent quelques grands acteurs et quelques PME efficaces dans leur domaine, ainsi qu'une recherche active. Les constructeurs automobiles ont expérimenté l'hydrogène mais sont plus focalisés sur le véhicule électrique (la composante Nissan de Renault travaillant plus sur l'hydrogène). Quelques démonstrateurs existent en matière notamment de stockage et de mobilité. Sur la mobilité, le concept privilégié dans le cadre du projet européen HIT est le déploiement de flottes captives autour de quelques stations-service afin de fiabiliser les matériels, avec l'ambition à terme d'ouvrir au public les stations de recharge et de développer le réseau autour de clusters bien choisis avant de mailler le territoire.

## 2 Allemagne

L'essentiel des éléments ci-après est issu de documents publics allemands ou internationaux, de publications de l'office franco-allemand des énergies renouvelables, et d'un rapport du service scientifique de l'ambassade de France en Allemagne.

### 2.1 Contexte et historique sommaire

<sup>52</sup> Ce consortium regroupe de acteurs du gouvernement (MEDDE, ministère de l'industrie, ADEME), des énergéticiens (EDF, GDF Suez devenu Engie, GRT Gaz), des producteurs (Air Liquide, Linde, Solvay,...), des constructeurs automobile (PFA, Hyundai, Renault Trucks, ...) ou fournisseurs (Michelin, Symbio Fuel Cell...), des fabricants d'électrolyseurs (McPhy, AREVA HE Gen,...), des centres de recherche (CEA, IFPEN, ...), des associations et pôles régionaux

Le contexte allemand d'extinction du nucléaire et de développement des énergies renouvelables est illustré par le sixième programme de recherche fédéral allemand sur les énergies<sup>53</sup>, entré en vigueur en septembre 2011, qui consacre 3,5 Md€ à la R&D sur les technologies énergétiques d'avenir.

Les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible y occupent une place significative.

Le développement technologique est assuré dans le cadre du programme national d'innovation pour les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible (Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ou NIP), courant sur la période 2006-2016 et coordonné par l'organisation nationale pour les technologies de l'hydrogène et des piles à combustible (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, ou NOW) au moyen d'un programme national de développement (Nationale Entwicklungsplan ou NEP).

Le budget total est d'environ 450M€ dont 279M€ pour les transports, 56M€ pour le résidentiel, 52 M€ pour des marchés spéciaux, 31M€ pour le stationnaire. En 2014 45M€ ont été dépensés par le ministère des transports et des infrastructures numériques (BMVi) et 24M€ par le ministère de l'économie et de la technologie (BMWT). 161M€ sont prévus pour le programme NIP sur la période 2016-2018 (25M€ en 2016, 50M€ en 2017, 86M€ en 2018).<sup>54</sup>

Parmi les objectifs 50 stations d'approvisionnement en hydrogène doivent être en service à fin 2015.



Figure 25. *Déploiement prévisionnel des stations-service en Allemagne – source, [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/France\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/France_SC23.pdf)*

Il en est prévu 100 en 2018 et 400 après 2020.

En matière de brevets, l'Allemagne occupait en 2012 le troisième rang mondial (lo derrière Japon et États-Unis et juste devant la Corée) en termes de brevets obtenus (285 en 2011 contre 187 en 2010) ou de demandes de brevets (552 en 2011 contre 341 en 2010) -le délai entre demande et octroi pouvant varier en moyenne de cinq à huit ans- avec notamment Daimler et Siemens.

<sup>53</sup> <http://www.bmbf.de/pubRD/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf>

<sup>54</sup> [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Germany\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Germany_SC23.pdf)



## 2.2 Stratégie à court et moyen terme

Après 2016, selon un document stratégique de la NOW<sup>55</sup>, l'usage dans la vie quotidienne et la rentabilité sont établies et il convient d'organiser et accélérer la percée commerciale, et développer l'hydrogène produit par énergie renouvelable comme base d'un système énergétique durable. Les objectifs pour 2025 sont la mise en place de 500 stations-service publiques d'approvisionnement en hydrogène, la circulation de plus d'un demi-million de véhicules individuels à PAC et de 2000 bus, 1,5GW de capacité en électrolyseurs alimentés par une électricité d'origine renouvelable, la définition de modèles d'affaire pour le power to gas, la mise en place de stockage d'hydrogène, plus d'un demi-million de PAC pour le chauffage, une capacité de cogénération de 1 GW, et 25000 installations d'alimentation en électricité. Le budget requis est de 3,9 Md€ de 2016 à 2023, dont 2,3 Md€ à la charge de l'industrie. Le chiffre d'affaire attendu est de 4 Md€ en 2023 dont 50 % à l'export, les emplois pérennes attendus au nombre de 10 000.

## 2.3 Installations stationnaires pour la production d'électricité

Diverses installations de démonstration existent, par exemple le parc énergétique de Mayence qui alimente des électrolyseurs Siemens (capacité 6 MW) avec un surplus d'électricité produit par une ferme d'éoliennes de 10 MW, avec une production attendue de 200 tonnes d'hydrogène pouvant être réinjecté dans le réseau de gaz ou alimenter des installations industrielles locales ou des stations-service, et une capacité de stockage de une tonne. Le budget est de 17M€ pour moitié issu du budget fédéral.

Depuis 2011, le partenariat stratégique « Clean Power net », doté de 11M€ et financé par le NIP, fédère 20 acteurs industriels ou académiques pour l'introduction sur le marché de PAC à des fins de production d'électricité, notamment pour l'alimentation électrique d'urgence.

Des subsides sont aussi disponibles pour les applications industrielles et les systèmes énergétiques résidentiels, jusqu'au niveau de puissance de 20kW, les ordres de grandeur des subsides sont de 8 k€/kWelec en dessous de 1 kWelec, 2k€ entre 1 et 3kW et 1k€ de 3 à 5 kW par exemple.

## 2.4 Stabilisation du réseau électrique

L'Allemagne produit 24 % de son électricité à partir de sources renouvelables et vise 80 % en 2050. Ce recours aux énergies renouvelables soulève la question de leur intermittence. L'hydrogène peut à ce titre contribuer à la stabilisation du réseau, par le biais de l'utilisation d'électricité excédentaire pour électrolyse et production d'hydrogène, puis selon les besoins injection de cet hydrogène pour stockage dans le réseau gazier, stockage, alimentation de PAC, ou recombinaison avec du CO<sub>2</sub> pour produire du méthane. La dena (Deutsche Energieagentur), agence allemande de l'énergie, a mis en place en 2011 une « plate-forme stratégique »<sup>56</sup> répertoriant les différents projets de power to gas, dont l'intégration au marché est prévue pour 2020, pour mémoire :

Land	Nom	Période	Acteurs	But	Lieu	Puissance	Capacité
Bade-Wurtemberg	Verbundprojekt Power-to-Gas	2012-2014	ZSW, IWES, Etogas (ex SolarFuel)	Mise au point et étude	Stuttgart	250 kW	50 m3/h H2, 12,5 m3/h CH4
Bavière	Power-to-Gas im Eucolino	2012-	MicroEnergy	Production de biométhane via production	Schwandorf		21,3 m3/h H2, 5,3 m3/h CH4

<sup>55</sup> [www.ichgmbh.com/whats-new/doc/Deutsch/2013/nip-strategiepapier-2013.pdf](http://www.ichgmbh.com/whats-new/doc/Deutsch/2013/nip-strategiepapier-2013.pdf)

<sup>56</sup> <http://www.powertogas.info/> et <http://www.dena.de/en/projects/renewables/power-to-gas-strategy-platform.html>

				de H2 et biogaz			
Brandebourg	Pilotanlage Falkenhagen	2013-	E.ON	Production de H2 et injection dans le réseau de gaz	Falkenhagen	2 MW	360 m3/h H2 (PAC alcaline)
	Hygridkraftwerk Prenzlau	2011-	Enertrag, Total	Production de H2 à partir d'EnR	Prenzlau	6 MW	120 m3/h (PAC alcaline)
	H2-Forschungszentrum der BTU Cottbus	2012-	Université BTU	Recherche, électrolyse par électricité éolienne et stockage du H2	Cottbus		20 m3/h H2
	Multi-Energie-takstelle H2BER	2013-	Total, Linde, Enertrag, McPhy, 2G Energietechnik	Station de recharge de différents carburants	Site du futur aéroport de Berlin		210 kg/j H2 stockage jusqu'à 100 kg
Hambourg	Wasserstofftankstelle HafenCity	2012-	Vattenfall	Station de recharge à hydrogène pour sept bus H2 de la ville	Hambourg	1 MW	750 kg/j H2 (PAC PEM)
Hesse	Methanisierung am Eichhof	2012-	IWES, ZSW Stuttgart, Etogas, ministères de l'environnement de Hesse et Thuringe	Démonstration de méthanisation directe	Eichhof		6m3/h H2 4 m3/h biométhane
	Thüga-Demonstrationsanlage	2013-	Thüga	Production de H2 par électrolyse avec de l'électricité renouvelable	Francfort-sur-le-Main	320 kW	60 m3/h (PAC PEM)
Mecklembourg-Poméranie occidentale	Windpark RH2-WKA	2012-	Wind-projekt	Production de H2 produit avec électricité	Grapzow		200 m3/h

				éolienne et stockage ou injection			
Basse Saxe	Audi e-gas Projekt	2013-	Audi, ZSW, IWES, Etogas, EWE, MTBoiMethan	Production de méthane carburant en minimisant le CO2	Wertle	6 MW	300 m3/h (PAC alcaline)
Rhénanie du Nord-Westphalie	CO2RRECT	2013-	Bayer Technology Services et 15 partenaires dont Bayer, RWE, Siemens	Production de H2 par électrolyse à partir d'électricité renouvelable et combinaison avec CO2 issu de centrale à charbon (méthanation)	Niederaussem		50m3/h
	H2Herten	2013-	Ville de Herten	Production de H2 carburant par électrolyse à partir d'électricité éolienne	Herten		30 m3/h
	RWE-Demonstrationsanlage Ibbenbüren	-	RWE	Stockage d'hydrogène produit par électrolyse avec surplus d'électricité renouvelable, et injection	Ibbenbüren		20 m3/h
Saxe	Sunfire Power-to-Liquids	En planification, 2016-	Sunfire	Production de H2 par électrolyse issue de PV et combinaison avec CO2 pour produire hydrocarbures pour moteur	Dresde		

				classique			
Saxe-Anhalt	HYPOS	2013-, planificatio n	IWM, Linde, VNG, Air Liquide	Production de H2 par électricité renouvelabl e puis transport eet/ou stockage en caverne			

Tableau 12 : Projets et démonstrateurs de power to gas en Allemagne – source, rapport de l'ambassade de France en Allemagne, 30/1/2014

On peut aussi noter que RWE vient de réaliser tout récemment (été 2015) une unité PtG (150 kW) à l'échelle d'une commune (Ibbenburen) de 51 000 hab.

### 2.5 Installations stationnaires pour les bâtiments

En 2015, au total, 1 000 systèmes résidentiels de chauffage à PAC sont déployés en Allemagne.

Un exemple de démonstrateur est le projet phare « Callux », visant à alimenter en électricité et chaleur des habitations avec des PAC. Ce projet courant sur la période 2008-2015, de budget 86M€, a testé jusqu'en 2012 les dispositifs de chauffage et prépare maintenant leur commercialisation. Plus de cent appareils ont été installés, avec observation d'une baisse des coûts d'énergie pour les consommateurs et une alimentation stable en énergie. L'objectif à terme est de 800 appareils installés. Il s'agit d'installations fonctionnant au gaz, lequel est transformé en hydrogène grâce à un réformeur, qui alimente ensuite une pile à combustible pour produire de l'électricité. La chaleur du système alimente le circuit de chauffage.

### 2.6 Mobilité

L'initiative allemande H2-Mobility a été lancée le 30 septembre 2013 par six partenaires : Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell et Total et vise à la construction d'un réseau de 100 stations service à l'horizon 2017 et 400 en 2023 dont 10 dans chaque aire métropolitaine. Le budget requis est de 350M€. Cette approche consiste donc à résoudre le dilemme de l'oeuf et de la poule en installant une infrastructure de recharge afin de permettre la diffusion des véhicules. Il est considéré que l'on peut avec 100 stations couvrir 20 % de la population, avec 400 environ 60 %, avec 1000, près de 100 %.<sup>57</sup> La pression cible est 700 bars, voire 350 bars pour les bus.

En parallèle, le démonstrateur Clean Energy Partnership (CEP) fondé en décembre 2002 regroupe 20 partenaires industriels<sup>58</sup>, dont Daimler et Siemens, leaders allemands des brevets obtenus en 2011 dans le domaine des PAC (Daimler entrant en 2011 dans le top 10 mondial avec 32 brevets obtenus) et vise à la commercialisation de véhicules à PAC. Il s'achève en 2016, et comporte trois missions (développement de l'hydrogène durable, circuit d'approvisionnement, véhicules) et trois groupes de travail : automobiles, bus, et infrastructures. L'atteinte de 50 stations-service en 2015 est l'un de ces objectifs (il y en a actuellement une quinzaine), avec un point d'étape plus lointain de 500 en 2025 (voir supra) et 1000 à terme pour une couverture satisfaisante du territoire allemand. Les questions de sécurité sont considérées comme réglées. La spécification technique VdTÜV, Merkblatt - MB DRGA 514 « Requirements for hydrogen fueling stations »<sup>59</sup>, de 2010 spécifie les pratiques.

<sup>57</sup> [http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user\\_upload/RE\\_Inhalte\\_Mediathek\\_NEU\\_2013/Praesentationen\\_Verkehr\\_und\\_Infrastruktur/Bystry\\_H2Mobility.pdf](http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Inhalte_Mediathek_NEU_2013/Praesentationen_Verkehr_und_Infrastruktur/Bystry_H2Mobility.pdf)

<sup>58</sup> Air Liquide, BMW, Bohlen & Doyen, Daimler, EnBW, Ford, GM/Opel, Hamburger Hochbahn, Honda, Hyundai, Linde, Shell, Siemens, die Stuttgarter Straßenbahnen SSB, Total, Toyota, OMV, Volkswagen et Westfalen

<sup>59</sup> <http://www.vdtuev.de/shop/merkblaetter/gesamtliste>

CEP est l'un des trois « projets phare » (Leuchtturmprojekte) de démonstrateurs de l'hydrogène dans la mobilité, avec le projet « e4ships » sur les navires mus par PAC et le projet « Freizeit und Tourismus » (temps libre et tourisme) d'utilisation des PAC pour les véhicules de loisir : camping cars, bateaux, vélos.

Les constructeurs automobiles allemands ont fabriqué des prototypes et en 2013 136 véhicules à hydrogène circulaient, avec 2 millions d'heures de route à leur actif et 13000 recharges effectuées sans incident.

Daimler est le plus impliqué et a produit cinq générations de prototypes de NECAR (New electric Car), dont la Mercedes B-Klasse F-cell, premier véhicule à PAC produit en série en 2009 et dont une trentaine d'exemplaires doivent circuler dans la zone de Stuttgart et Francfort. Selon Daimler, le véhicule thermique classique peut encore s'améliorer, le véhicule hybride est déjà sur le marché, quant aux véhicules zéro-émission, il y a environ seulement 1000 véhicules à batterie en Allemagne actuellement et le véhicule à pile à combustible doit arriver sur le marché d'ici 5-10 ans. Daimler voit peu d'avenir pour un véhicule électrique à prolongateur d'autonomie PAC pour des raisons de performance et de coût. La stratégie de Daimler est d'installer des PAC sur plusieurs segments de véhicules sans se limiter à la classe B. Daimler produit en interne ses composants PAC et dispose de brevets propres. Sur la question des stations de recharge, Daimler privilégie la recharge à 700 bars et considère que les stations de recharge actuellement à 1M€ peuvent baisser de prix à 600 k€ d'ici cinq ans au minimum. Le prix de l'hydrogène, actuellement de 8 à 9€/kg, peut aussi baisser, avec des estimations futures de 2 à 5€/kg. En matière de réservoirs, des progrès sont attendus par Daimler qui par ailleurs croit peu à la technologie des hydrures de métal. Daimler est en partenariat avec Ford depuis 1997, et avec Nissan (approvisionnement conjoint de composants)

BMW travaille sur le moteur thermique à hydrogène (carburant essence ou hydrogène liquide) et sur les infrastructures de remplissage de véhicules avec de l'hydrogène liquide.

Volkswagen produit aussi des prototypes dans le cadre du projet CEP.

### *2.7 Conclusion*

La démarche allemande est tirée par le contexte de l'Energiewende (transition énergétique), et le recours de plus en plus important aux énergies renouvelables avec des impacts sur la stabilisation du réseau électrique. Les objectifs chiffrés sont volontaristes, avec un certain nombre de projets de démonstrateurs stationnaires, mais surtout un accent sur la mobilité avec la mise en place d'une infrastructure de recharge rendant possible le déploiement de véhicules à hydrogène, dont le développement se poursuit par ailleurs.

## **3 Japon**

Les éléments qui suivent sont notamment issus de contributions de l'ambassade de France au Japon, service scientifique et service économique régional. Dans ce qui suit les montants sont donnés en ¥. Typiquement, 1€ = 135 ¥.

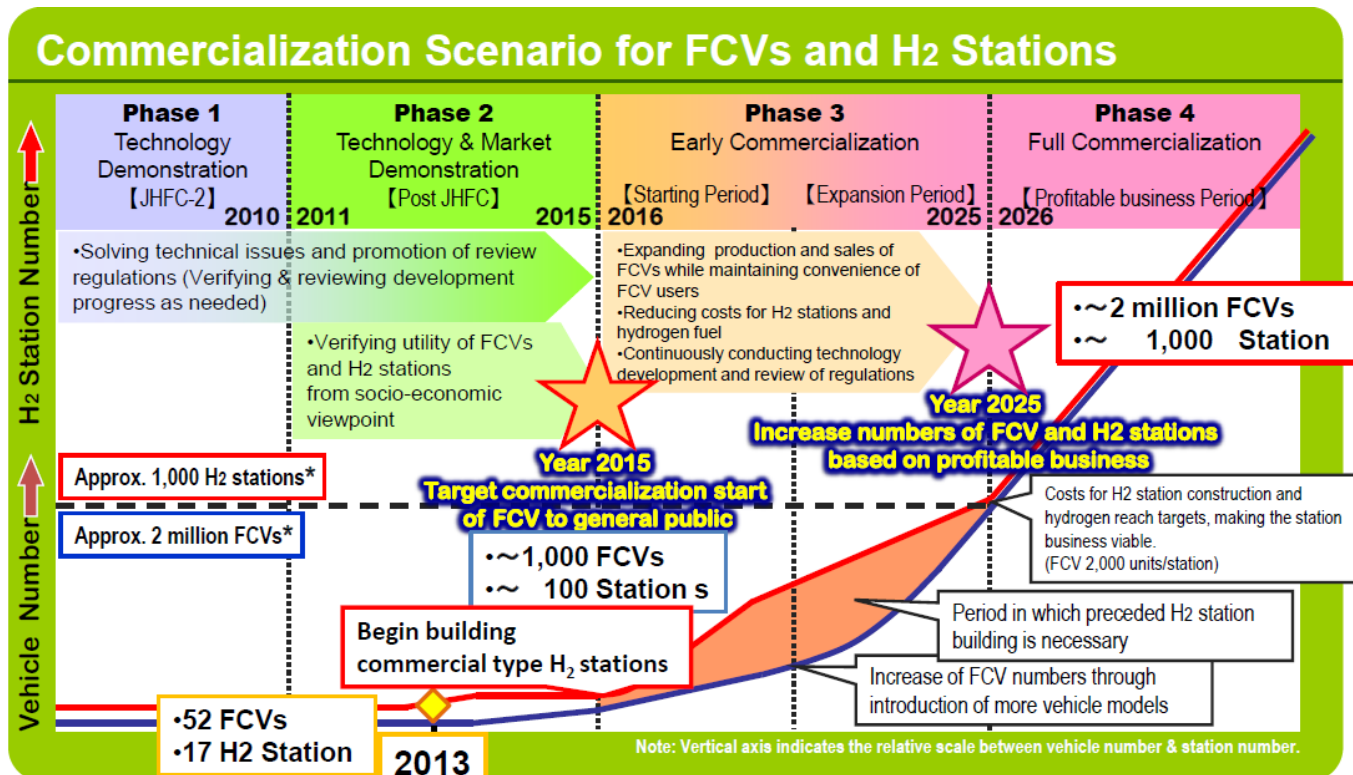
### *3.1 Contexte et historique sommaire – le projet JHFC*

Le Japon est très dépendant de l'extérieur en matière énergétique malgré un parc nucléaire important, mis en veilleuse après le tsunami catastrophique de 2011 à Fukushima. Les activités en matière d'énergies alternatives y sont très conséquentes.

Sur le sujet de l'hydrogène après diverses phases de R&D dans les années 90, a été lancé en 2002 le Japan Hydrogen and Fuel Cell demonstration project (JHFC), sous égide METI (ministère de l'économie, commerce et industrie) via la NEDO (new energy development organization). La phase 1 du JHFC de 2002 à 2005 a procédé à des tests de comparaisons d'efficacité entre véhicules thermiques, hydrides, et à PAC. La phase 2 de 2006 à 2010, dite de démonstration technologique, a étendu les aires de test, acquis des données de flottes et approfondi la question de la production de masse et dissémination des FCV ainsi que les aspects réglementaires, avec élaboration de

spécifications (stations).

A suivi une phase de démonstration technico-socio-économique de 2011 à 2015, portant notamment sur les véhicules et stations de recharge (par exemple le développement de l' « autoroute de l'hydrogène », réseau de stations de recharges sur le territoire, cf. infra). Cette phase a vu la diffusion de systèmes résidentiels de cogénération utilisant des PAC de faible puissance -sous 1 kW- fonctionnant au GNL ou GPL converti en H2 par reformage (système ENE-FARM) et des assouplissements réglementaires préparant l'arrivée sur le marché de véhicules à PAC.



\* Precondition: Benefit for FCV users (price/convenience etc.) are secured, and FCVs are widely and smoothly deployed

Figure 26. Suites du projet japonais JHFC – source, NEDO, FCCJ (Fuel Cell Commercialisation Conference of Japan)

### 3.2 La feuille de route pour une « société de l'hydrogène »

En écho de feuilles de routes antérieures de la NEDO<sup>60</sup>, le METI a en juin 2014 présenté une feuille de route pour une société de l'hydrogène, véritable stratégie sur « l'hydrogène et les piles à combustible » motivée par des considérations de soutien aux industries et aux régions, de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, ainsi que de sécurité et efficacité énergétique.

Le détail de cette feuille de route est présenté ci-après.

<sup>60</sup> Par exemple, projections de coût de système PAC pour véhicules (respectivement du m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>) de 10M¥ en 2010 (resp. 120 ¥), 1M¥ (resp. 90¥) en 2015, 0,8M¥ en 2020 (resp. 70¥) et 0,5M¥ (resp. 60¥) en 2030 ; cf [http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9\\_sato\\_0610.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9_sato_0610.pdf)



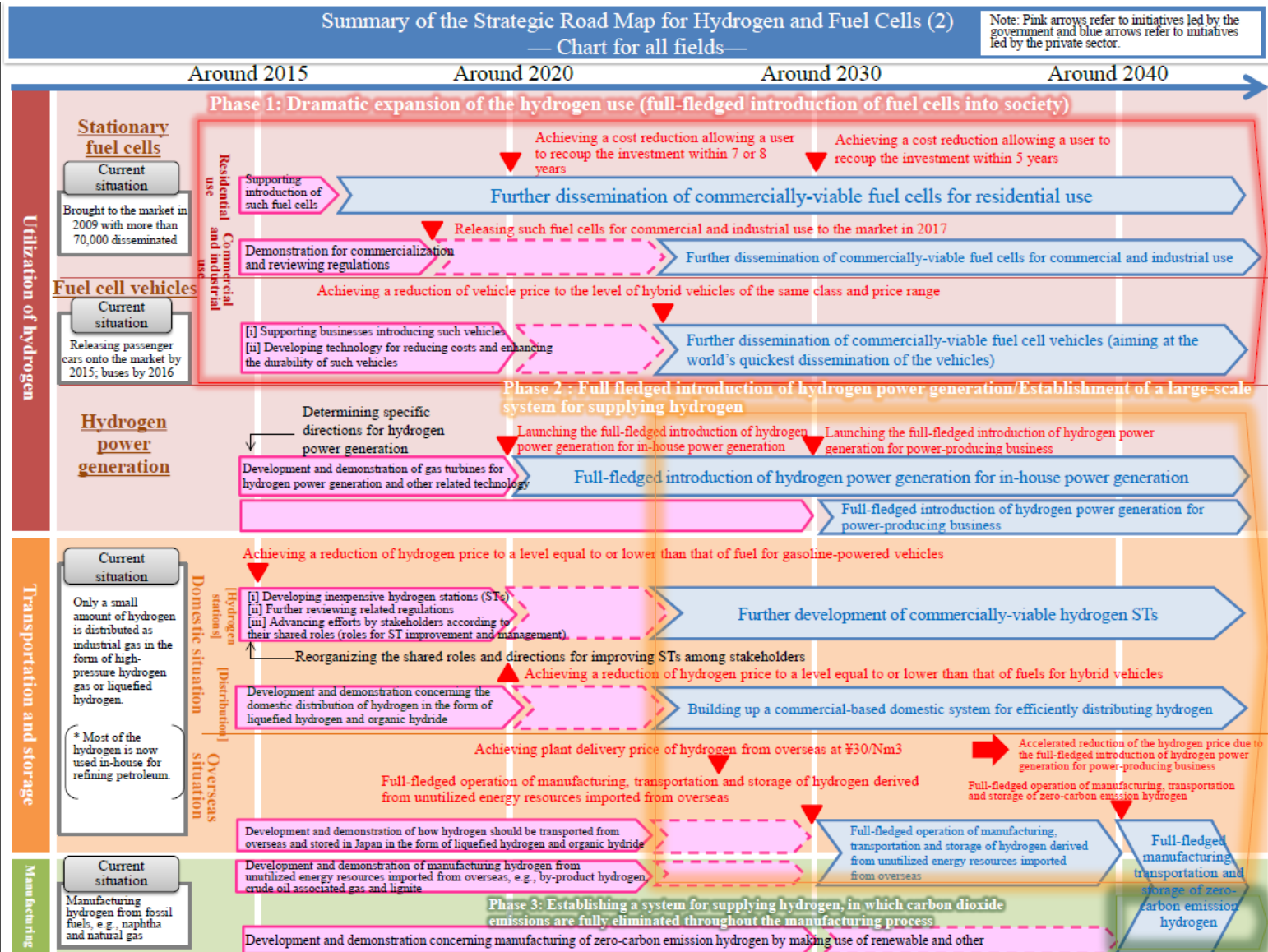


Figure 27. Feuille de route japonaise pour l'hydrogène et les piles à combustible – source, [http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624\\_04a.pdf](http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624_04a.pdf)

Cette feuille de route est divisée en trois phases chronologiques : expansion des usages à partir d'aujourd'hui ; production d'énergie à partir de H<sub>2</sub> et grands systèmes de distribution à partir de 2025 ; approvisionnement en H<sub>2</sub> décarboné à partir de 2040.

Des points d'étape précis la jalonnent : déploiement des PAC résidentielles à partir de 2009, des véhicules à PAC à partir de 2015 (réalisé) ; avantage de compétitivité des véhicules à PAC vis à vis des véhicules hybrides vers 2020-2025 ; centrales de production énergétique à hydrogène vers 2030, décarbonation de l'hydrogène en 2040.

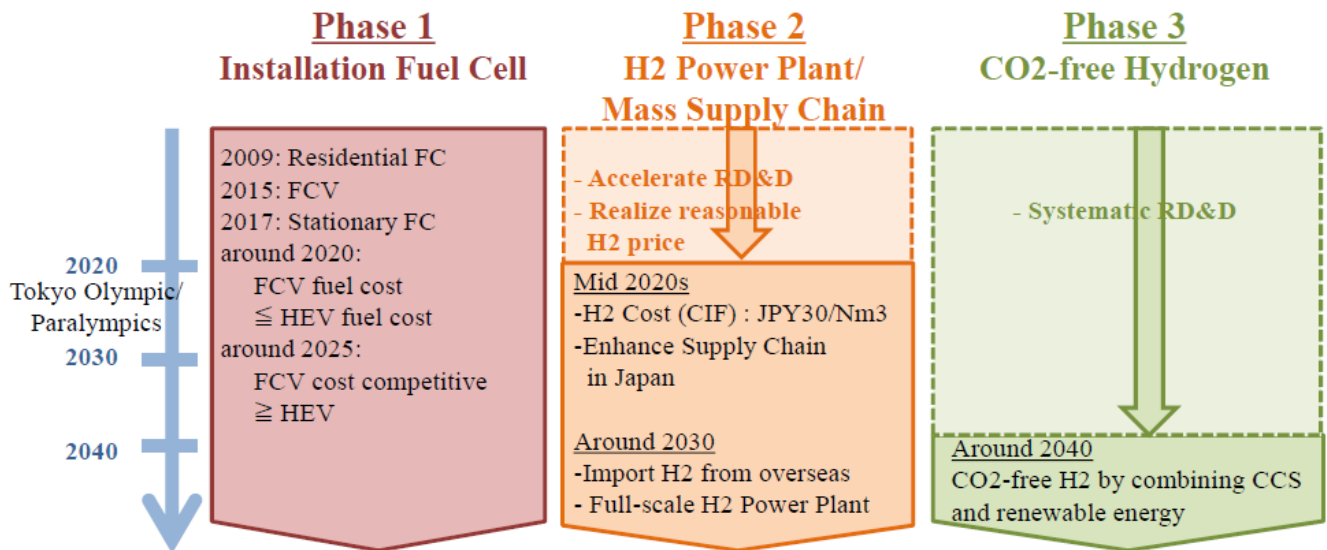


Figure 28. Feuille de route stratégique pour l'hydrogène et les piles à combustible au Japon – source, METI, IPHE, [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Japan\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Japan_SC23.pdf)

Les budgets associés pour l'année fiscale 2014 (avril 2015 à avril 2016) et en incluant le budget supplémentaire de l'année fiscale 2014, sont les suivants :

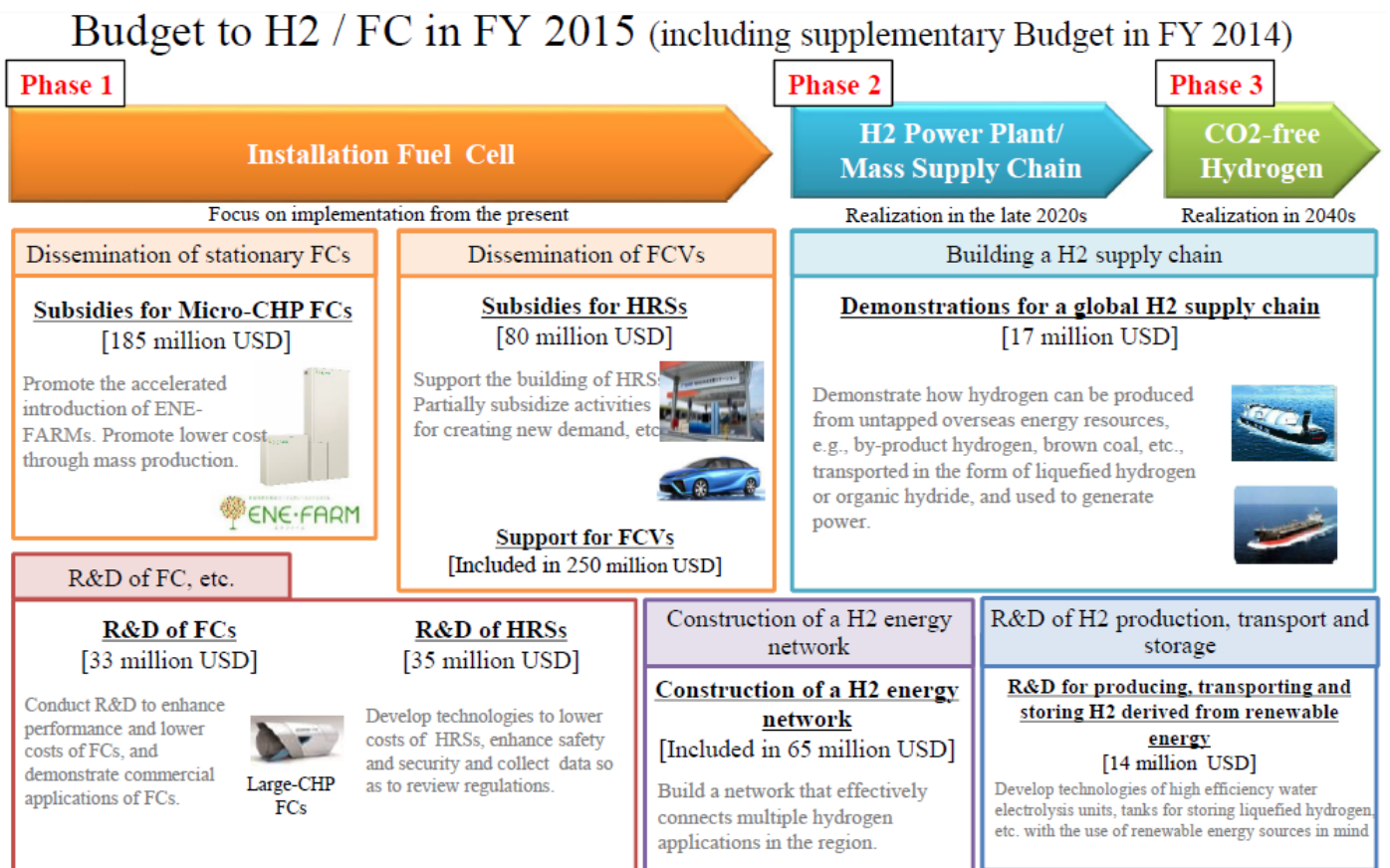


Figure 29. Budget 2015 de l'État japonais en faveur des piles à combustible et de l'hydrogène – source, METI, IPHE, [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Japan\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Japan_SC23.pdf), 1\$ = 120¥

La feuille de route est aussi structurée en trois pans, chronologiquement corrélés aux trois phases chronologiques précédentes : PAC stationnaires pour cogénération diffuse, véhicules à PAC et stations



service, production d'électricité à partir d'hydrogène et utilisation de l'hydrogène fatal. La carte de chacun de ces trois pans est présentée ci-après.

Des mesures de facilitation réglementaire ont par ailleurs été récemment mises en œuvre<sup>61</sup> relativement aux stations de recharge à 700 bars et du voisinage avec des stations à essence (2012), à l'installation de stations en zones urbaines, à la recharge par le conducteur, à l'augmentation de la pression autorisée dans les réservoirs automobiles de 350 à 700 bars, et à la protection anti-explosion près des bornes (2013), à la pression maximale du réservoir d'alimentation, à l'autorisation de réservoirs renforcés en fibre de carbone (les fibres de carbone sont une spécialité japonaise et certaines réglementations semblent requérir des matériels uniquement disponibles auprès de constructeurs japonais), et aux compresseurs ayant des capacités d'électrolyseur (2014). D'autres réglementations sont en révision pour simplifier ou assouplir les règles sur le processus de revue des marges de sécurité à la conception, les réservoirs composites haute pression, les limites maximum de capacité de stockage d'hydrogène en ville, la limite maximale de pression de recharge, la distance entre installation hydrogène et système de gaz naturel comprimé, etc. En pratique, les questions de sécurité sont considérées comme résolues et les risques considérés comme voisins de ceux du gaz.

### 3.3 PAC résidentielles et stationnaires

Les systèmes résidentiel « ENE-FARM », dont 121 000 exemplaires sont actuellement (mars 2015) installés au Japon, sont de faible puissance et fonctionnent au GPL ou au GNL, convertis en H<sub>2</sub> avant utilisation dans une PAC. En principe ces systèmes peuvent utiliser directement le H<sub>2</sub>.

Les prix ont décru significativement. Les démonstrateurs de 2005 coûtaient 8 M¥. Lors du lancement en 2009 l'unité coûtait 3M¥ à l'achat et la subvention était de 1,4M¥. En 2012, avec une subvention de 0,45M¥ on pouvait acquérir un système de 700W pour 2,7M¥ hors installation<sup>62</sup>. En 2013 une nouvelle version a atteint la barre symbolique des 2M¥<sup>63</sup>. Les subventions cessent en 2016. 54000 installations étaient en fonctionnement en septembre 2013, 121000 en mars 2015. Les objectifs sont de 1,4 millions d'unités en 2020 et 5,3M en 2030.

<sup>61</sup> <http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC21/Country%20Reports/Japan%20Country%20Update.pdf>

<sup>62</sup> [http://global.kyocera.com/news/2012/0305\\_woec.html](http://global.kyocera.com/news/2012/0305_woec.html)

<sup>63</sup> <http://news.panasonic.com/press/news/official.data/data.dir/2013/01/en130117-5/en130117-5.html>

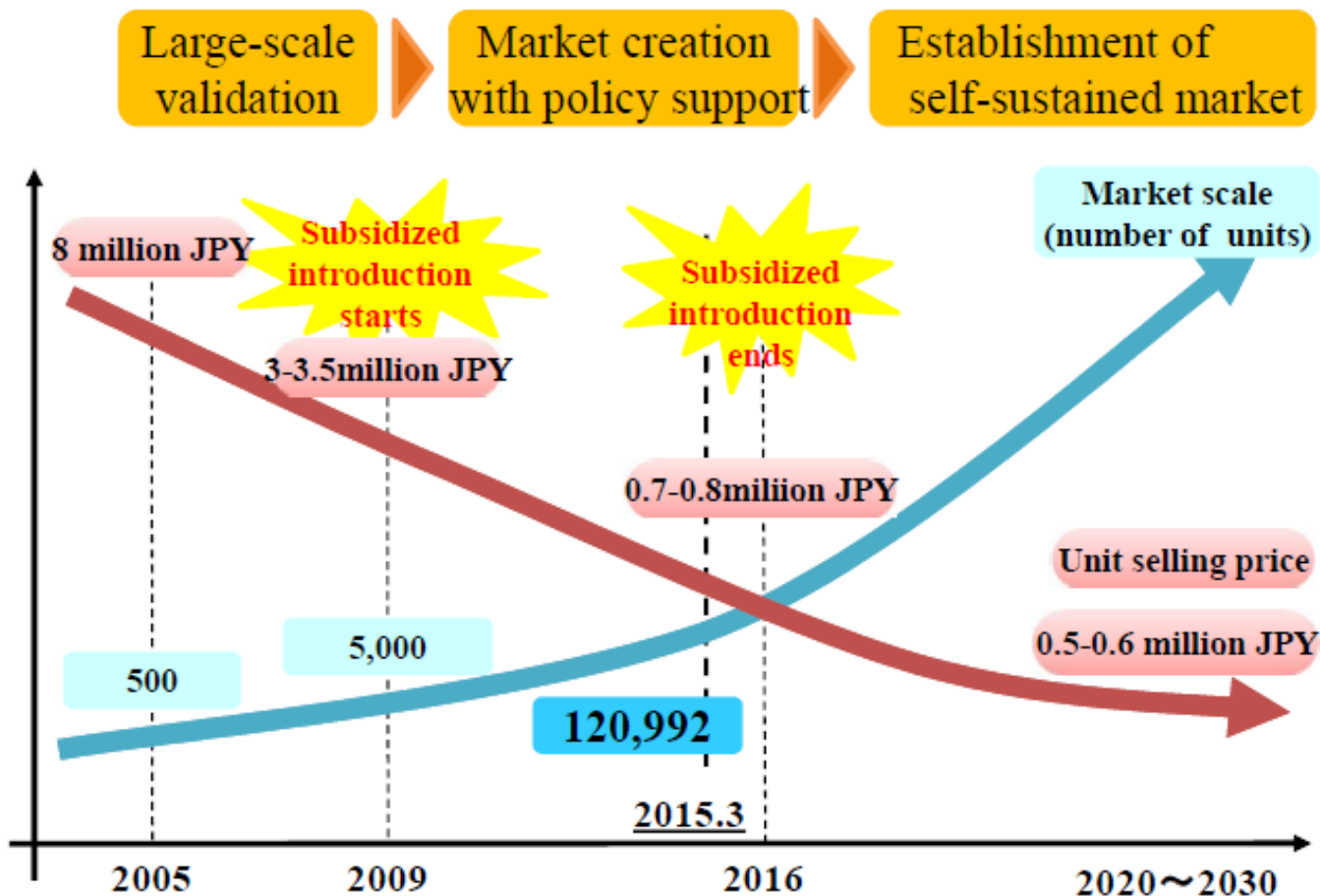


Figure 30. Prix unitaire et diffusion des PAC stationnaires pour cogénération résidentielle au Japon – Source : METI, [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Japan\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/Japan_SC23.pdf)

Dans le résidentiel, la feuille de route met l'accent sur une expansion des systèmes résidentiels, avec des développements actuels visant à accroître les puissances de ces systèmes. Un budget de 15 Md ¥ a été demandé par le METI pour 2015 afin de soutenir le déploiement.

Pour les PAC stationnaires de plus forte puissance, utilisables en milieu industriel ou commercial, il est prévu un déploiement commercial à partir de 2017. L'accent est mis sur les PAC de type SOFC. Certaines expérimentations ont aussi lieu par exemple pour la génération d'hydrogène à partir de fermes éoliennes flottantes (Toda Corp.).

Summary of the Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells (3)  
 — Stationary fuel cells (Distributed co-generation systems) —

Note: Pink arrows refer to initiatives led by the government and blue arrows refer to initiatives led by the private sector.

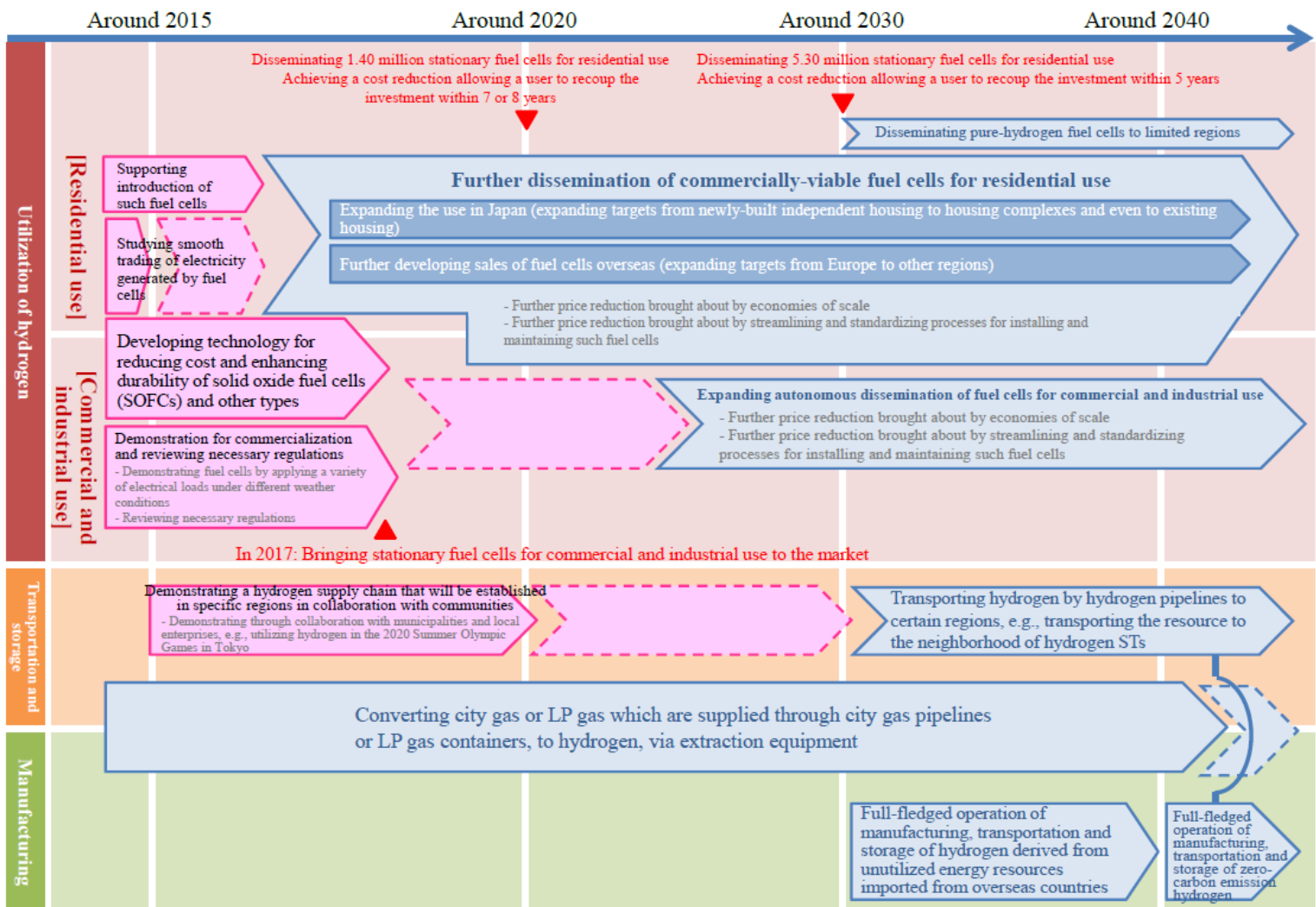


Figure 31. Feuille de route japonaise pour l'hydrogène et les piles à combustible – PAC stationnaires – source, [http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624\\_04a.pdf](http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624_04a.pdf)

3.4 Véhicules et stations de recharge

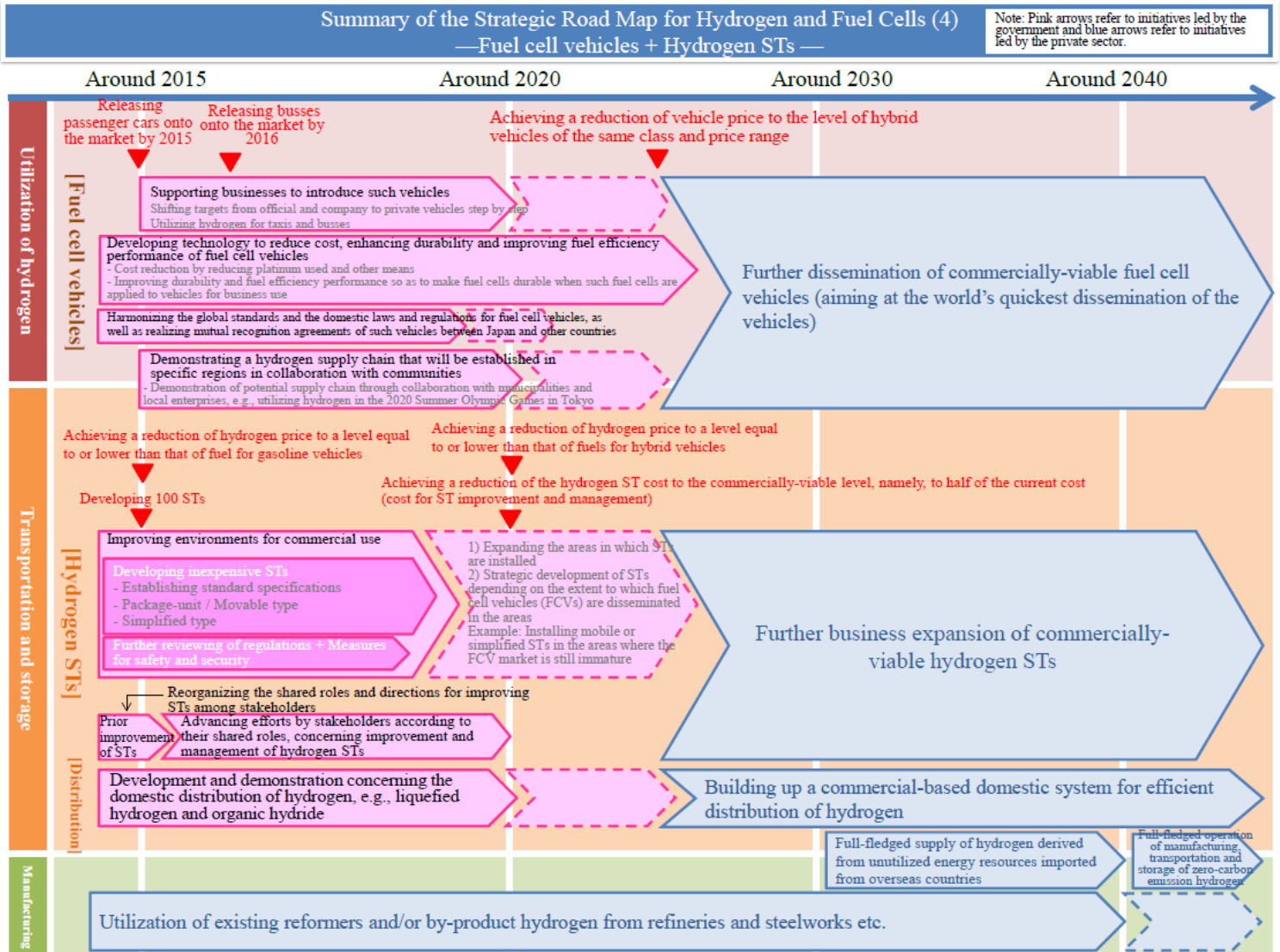


Figure 32. Feuille de route japonaise pour l'hydrogène et les piles à combustible – véhicules et stations de recharge - source, [http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624\\_04a.pdf](http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624_04a.pdf)

En ce qui concerne les véhicules, la mise sur le marché de la Toyota Mirai en décembre 2014 est conforme à la feuille de route. La Mirai est un véhicule à PAC « pur », et non un véhicule électrique à hydrogène à prolongateur d'autonomie (VEH2-RE), le VEH2-RE requérant des batteries plus conséquentes que celles de la Mirai (1,46 kWh). Le prix est de 7,3M¥. 1500 commandes ont été enregistrées au Japon après le premier mois de ventes, la production prévue serait de 700 unités en 2015, 2000 en 2016 et 3000 en 2017. La PAC développée en interne (Toyota FC stack) est de type PEM, de puissance maximale 114 kW (puissance maximale du moteur 113 kW). Le marché envisagé de la Mirai est d'abord le Japon, puis la Californie, l'Allemagne, le Royaume-Uni et le Danemark mais pas la France pour l'instant.

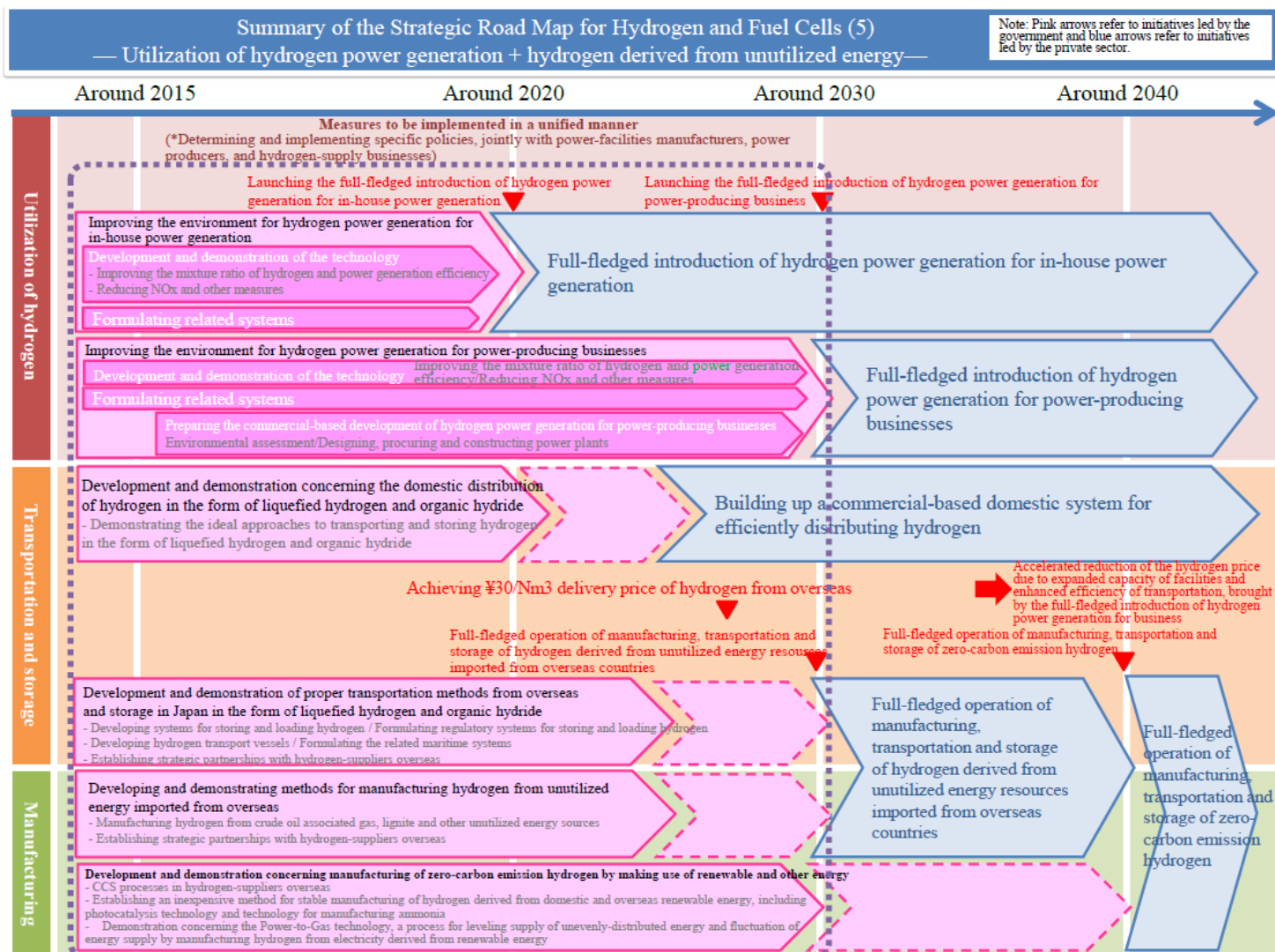
Honda et Nissan sont aussi actifs. Un nouveau modèle grande série de Honda, initialement prévu en 2015, doit en principe sortir en avril 2016, après la sortie en 2009 de son modèle FCX Clarity circulant en nombre très limité (et de pression de réservoir inhabituelle à 350 bar), puis la présentation en 2013 de son modèle Concept. Des travaux en collaboration avec General Motors doivent aussi déboucher en 2020. Nissan pour sa part prévoit la sortie d'un modèle grande série en 2017.<sup>64</sup>

<sup>64</sup> Les trois constructeurs Toyota, Honda, Nissan se sont aussi mi-2015 associés à l'initiative gouvernementale HySUT (research association of hydrogen supply/use technology qui subventionne la construction de stations), en cofinçant les stations (1/3 des frais d'optimisation, aide plafonnée à 10M¥ par station, en échange d'actions d'information et

Il est aussi prévu la mise en place de 100 stations de recharge en hydrogène réparties sur les pôles urbains de Tokyo, Nagoya, Osaka, Fukuoka d'ici avril 2016, dont 40 par JX Nippon Oil and Energy, 20 par Toho Gas et Iwatani Corp, d'autres par Osaka gas, deux construites par une JV entre Toyota et Air Liquide, et une par Tokyo gas. Fin 2012 17 stations étaient en place, 22 étaient ouvertes le 25 mai 2015 avec un budget assuré pour 76 stations supplémentaires (37 à Tokyo, 15 à Nagoya, 12 à Osaka, 12 à Fukuoka). Une station de recharge à hydrogène coûte au Japon typiquement 400 à 500 M¥, contre 100 M¥ pour une station conventionnelle. Le gouvernement subventionne jusqu'à hauteur de 280 M¥ l'investissement (Capex) de chaque station et les préfectures (régions) payent une partie du fonctionnement (Opex). Le montant étatique de subvention pour stations de recharge en 2015 est de 9,6 Md¥. La norme de pression est 700 bars. Le kg d'hydrogène est typiquement vendu au prix de 7€. Autour de ces stations peut se développer un écosystème, par exemple des systèmes de production d'hydrogène comme celui appelé « Hydro Spring » livré fin mai 2015 par Hitachi et permettant de produire un m3 d'hydrogène (100g...) par heure avec une SOFC à partir d'électricité renouvelable.<sup>65</sup>

Le véhicule individuel terrestre n'est pas le seul en ligne de mire. La mise sur le marché de bus en 2016 est prévue, Hino Motors par exemple a développé des bus de grande taille sur la période 2013-2015. Toyota Industries Corporation développe des chariots élévateurs sur 2014-2016. Toda Corporation travaille sur des navires mus par des PAC.

### 3.5 Production d'électricité et hydrogène fatal



communication par les gestionnaires), source: [http://www.avery-france.org/Site/Article/?article\\_id=6235](http://www.avery-france.org/Site/Article/?article_id=6235)

<sup>65</sup> Source, ADIT, <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/78760.htm>



Figure 33. Feuille de route japonaise pour l'hydrogène et les piles à combustible – production d'électricité, hydrogène fatal – source, METI, [http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624\\_04a.pdf](http://www.meti.go.jp/english/press/2014/pdf/0624_04a.pdf)

En matière de production d'électricité, la feuille de route a un horizon plus distant, avec génération d'électricité domestique en 2020, distribution d'hydrogène vers 2025 et génération d'électricité industrielle en 2030, à partir d'hydrogène éventuellement issu de ressources non utilisées et/ou importées. Le prix cible de l'hydrogène est de 30 ¥/m<sup>3</sup> en 2027. La production d'hydrogène décarboné n'est pas envisagée avant 2040. Entre temps le Japon prévoit d'importer des matières premières fossiles pour fabriquer son hydrogène, et/ou de l'importer. L'avantage de la production est de localiser une partie de la création de valeur sur le territoire national.

### 3.6 Conclusion

Le Japon exécute une stratégie de long terme déjà ancienne, avec dans l'état actuel des choses un déploiement nominal, tant du point de vue des applications stationnaires de cogénération pour le bâtiment que du point de vue de la mobilité, tirée par des activités à l'export. Il est notable que l'hydrogène décarboné n'est envisagé qu'en 2040, et que d'ici là le recours à l'hydrogène est justifié par des problématiques de production locale et d'indépendance énergétique.

## 4 Corée

Les éléments qui suivent sont issus de documents en ligne et de la contribution de l'ambassade de France en Corée et au Japon.

### 4.1 Contexte sommaire

Ces dernières années le budget de R&D en matière de PAC a représenté 7,9 % du budget de la R&D en matière d'énergies nouvelles et renouvelables, soit 33,4 M\$ en 2013 et 30,9M\$ en 2014. Le gouvernement coréen a annoncé un plan pour financer et déployer 100000 FCEV (véhicules électriques à pile à combustible) et 130 stations service d'ici à 2020. L'accent est mis sur le développement des véhicules, même si les applications stationnaires sont fortement représentées.

En matière de propriété intellectuelle, la Corée, selon une revue de 2012, est n°4 mondial tant en terme de brevets obtenus (240 en 2011 contre 177 en 2010) que de demandes de brevets déposées (418 en 2011 contre 206 en 2010). Samsung représente 80 % des brevets (et était 3e mondial en 2011 avec 191 brevets obtenus et premier en 2010 avec 68 brevets obtenus), suivi par Hyundai (dont le nombre de brevets est bien moindre que celui de ses compétiteurs automobiles mondiaux malgré ses annonces et ambitions) et LG Chemical Ltd.

### 4.2 Applications stationnaires

Diverses installations stationnaires de production d'électricité en site industriel à partir d'hydrogène existent, éventuellement couplées à des utilisateurs non industriels. Une application emblématique est le réseau hydrogène du complexe industriel et pétrochimique de Ulsan. Ulsan est le berceau de Hyundai et concentre 12 % de la production industrielle coréenne, avec le plus gros centre de production automobile mondial (on y produit aussi accessoirement les Hyundai iX35 à hydrogène) et le plus gros chantier naval du monde.

Ce complexe industriel a optimisé son réseau d'hydrogène, produit sur place et consommé par l'industrie et les ménages locaux ainsi que les véhicules à PAC produits sur place.

## Overall Mass Balance of hydrogen (Ulsan)

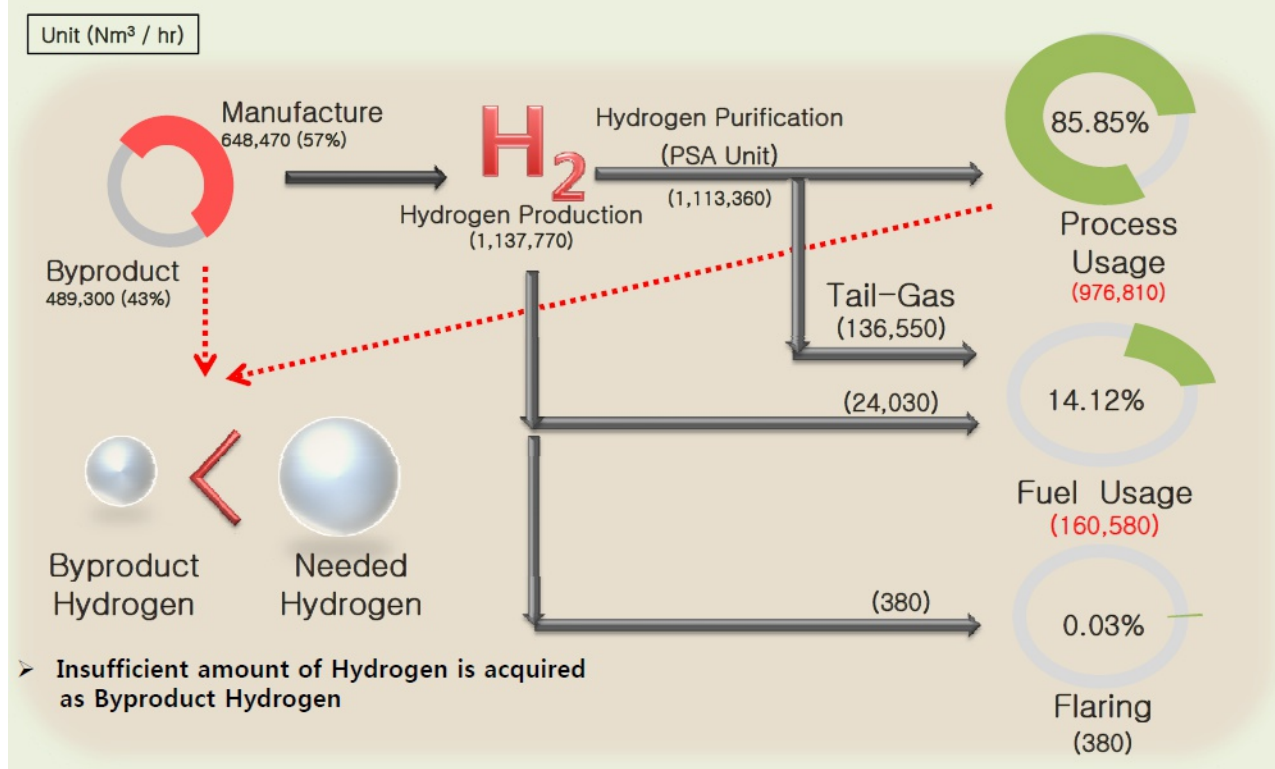


Figure 34. Flux d'hydrogène (en m<sup>3</sup>/heure) sur le complexe modèle d'Ulsan en Corée -  
Source : Ambassade de France au Japon et en Corée, Korea Hydrogen Industrie Association

D'autres applications stationnaires existent à des fins de production d'électricité : le site de Hwasong bénéficie depuis fin 2013 d'une alimentation électrique à base de PAC de capacité 58,8 MW ; à Séoul, en 2013 une capacité installée de 6 MW sur 290 sites alimentait deux sites industriels et 285 lieux d'habitation. En février 2014 a été ouvert le plus grand parc à PAC au monde, le Gyeonggi Green Energy fuel cell park, à Hwasung. Il a été construit par POSCO Energy et contient 21 installations à PAC de 12,8 MW de capacité chacune, alimentées par du gaz naturel ou du biogaz.

La Corée développe naturellement l'activité PAC à des fins d'exportation, une fois des coûts faibles atteints. La capacité de production en 2014 était de 123,8 MW sur 22 sites, par des acteurs comme Gyeonggi Green Energy, Korea South East Power Co (KOSEP), POSCO, etc.

### 4.3 Objectifs relatifs au développement des véhicules électriques à pile à combustible (FCEV), mesures, et résultats

La filière pile à combustible est emmenée par Hyundai qui mise sur ce carburant depuis près de 15 ans. Hyundai est aujourd'hui le seul constructeur automobile coréen à proposer une production en série d'un véhicule FCEV, la Hyundai ix35 FCEV commercialisée depuis 2013, et depuis 2014 aux États-Unis (Tucson ix). La PAC est de puissance 100 kW, comme le moteur.

Hyundai a produit 208 unités de son FCEV depuis 2013. Seuls 28 exemplaires ont été vendus en Corée à des agences gouvernementales ou des filiales de Hyundai. Les 180 autres exemplaires ont été exportés. Il est prévu de construire 1000 véhicules jusqu'en 2015. Au 1er avril 2014, 14 stations-service étaient en fonctionnement en Corée et deux de plus devaient être construites en 2014.

Les objectifs sont de 10 000 véhicules FCEV d'ici 2025 sur le marché domestique. Il y a actuellement 13 stations de recharge à hydrogène en Corée. Le ministère de l'Environnement prévoit d'en installer

10 de plus d'ici 2020 et un total de 200 d'ici 2025. Le coût élevé de l'installation des bornes (entre 2 et 3 M€/station) réduit considérablement les perspectives de cette filière.

Les subventions accordées par le gouvernement pour l'achat de véhicules hydrogènes sont conséquentes. En 2014, les subventions s'élevaient à 58 000 US\$ par véhicule, elles ont été relevées à 86 000 US\$ par véhicule en 2015.

#### 4.4 Conclusion

La Corée déploie un certain nombre d'installations phare stationnaires, affiche des ambitions en matière de véhicules et de mobilité, notamment en vue de marchés à l'exportation pour les véhicules ou la pile à combustible.

## 5 États-Unis

Les États-Unis comptent 1 500 miles de pipelines d'hydrogène, et produisent 9Mt d'hydrogène par an.

L'intérêt américain pour l'hydrogène n'est pas nouveau. En février 2002 était publié par le DoE (ministère de l'énergie) une « vision nationale de la transition américain vers l'économie de l'hydrogène », l'hydrogène étant présenté comme l'énergie propre par excellence, flexible, bon marché, sûr, produit localement et utilisable partout et par tous<sup>66</sup>.

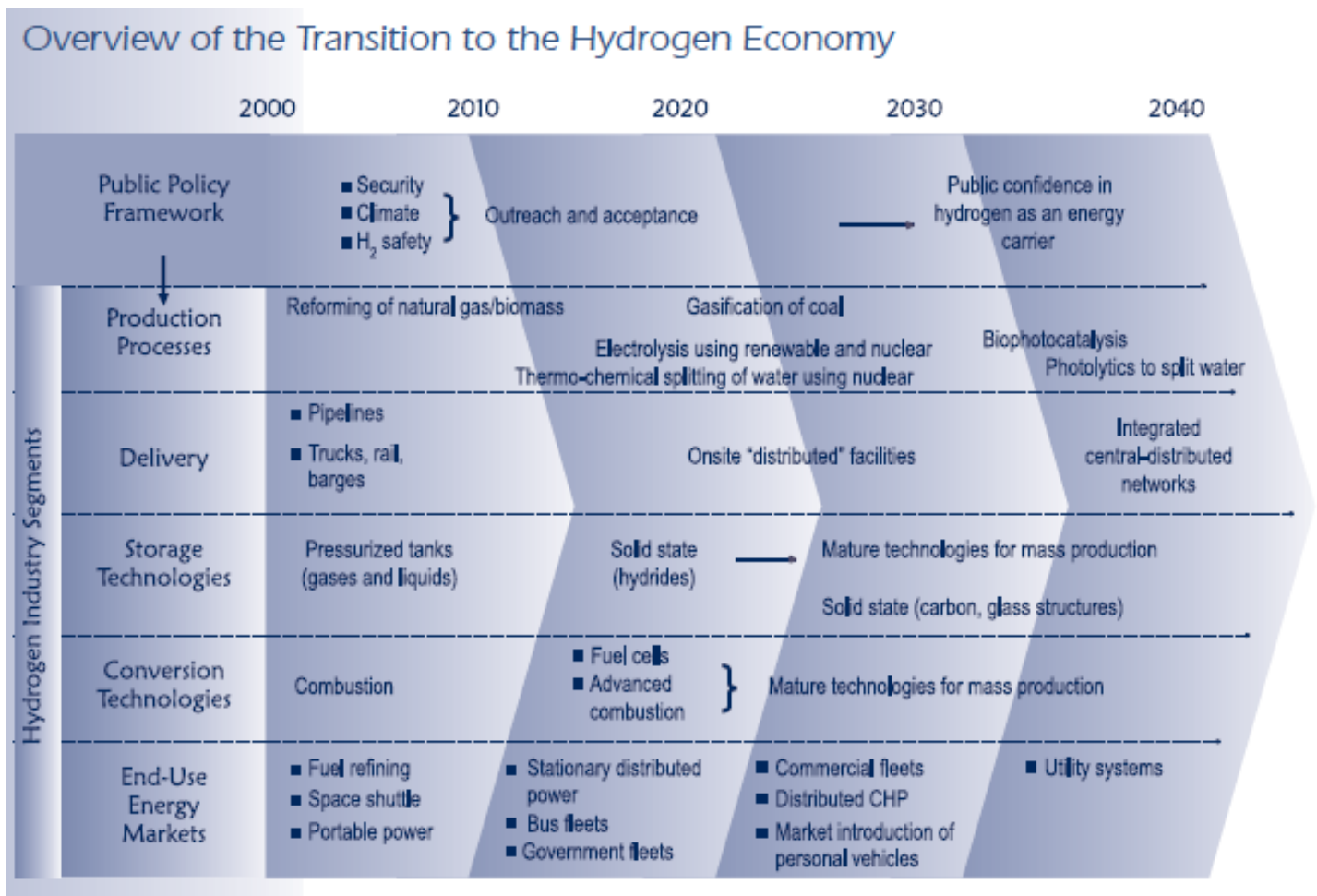


Figure 35. Vision américaine de la Transition vers l'économie hydrogène - Source : National Vision Energy Roadmap, DoE, février 2002

Cette vision était suivie en novembre 2002 d'une feuille de route nationale<sup>67</sup> définissant des objectifs

<sup>66</sup> [http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/vision\\_doc.pdf](http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/vision_doc.pdf)

<sup>67</sup> [http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national\\_h2\\_roadmap.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national_h2_roadmap.pdf)



clé : coordination gouvernementale pour la réduction des coûts de production et pour la R&D en matière de stockage et de conversion, déploiement d'infrastructure, prise en compte des attentes du public, acceptabilité et éducation.

Cette feuille de route a été suivie en décembre 2006 d'un « plan de posture vis à vis de l'hydrogène »<sup>68</sup>, selon lequel l'hydrogène énergie améliore la sécurité énergétique et réduit les émissions, et qui détaille un certain nombre d'étapes « techniques », en fait de réduction de coût, de performance et d'autonomie.

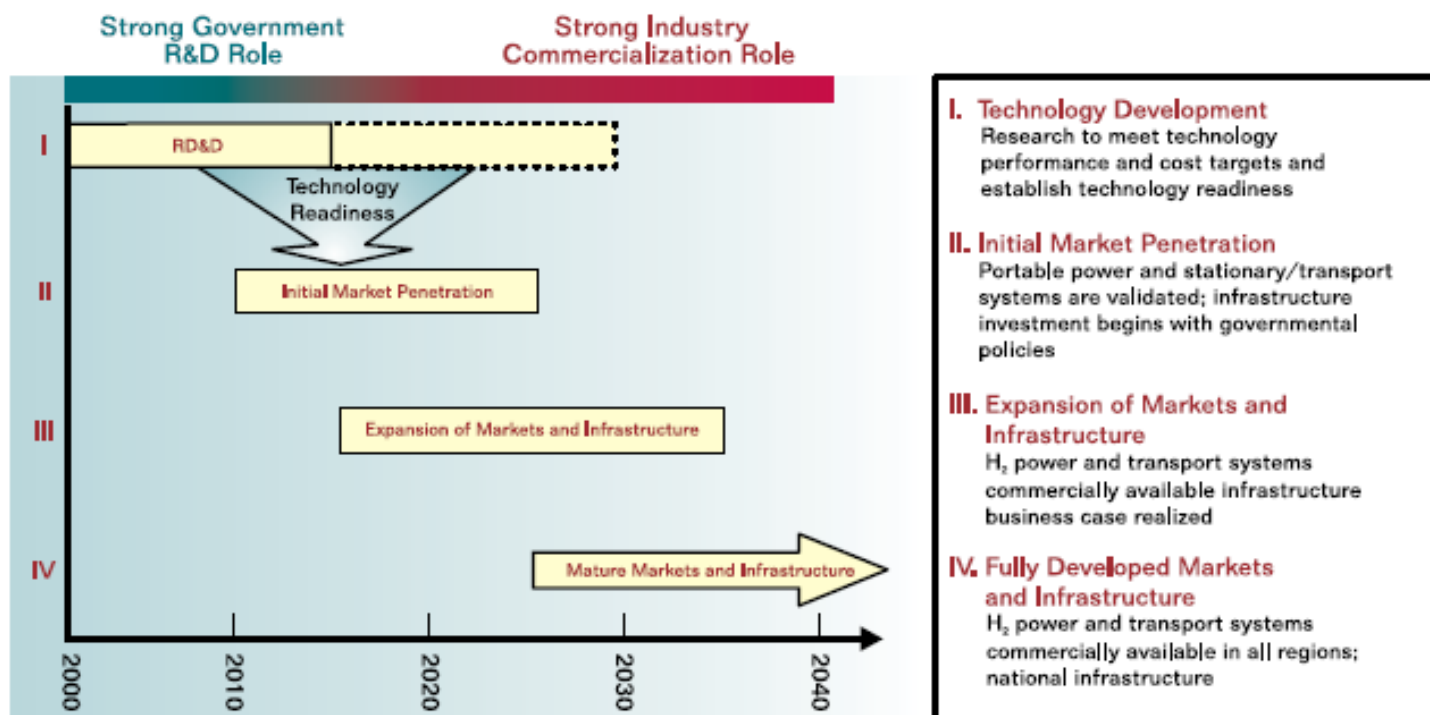


Figure 36. Scénario américain de développement technologique et de transformation du marché de l'hydrogène - Source : Hydrogen Posture plan, décembre 2006

En septembre 2011 a été publié « plan programme pour l'hydrogène et les piles à combustible »<sup>69</sup> qui met à jour le plan de posture et reflète les contributions des parties prenantes et du public. Enfin, en mai 2013, les États-Unis ont lancé leur projet d'infrastructure nationale hydrogène, H2USA.

Le budget fédéral américain pour l'hydrogène et les piles à combustible en 2015 s'élève à 97M\$ au titre de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable, auxquels s'ajoutent 20M\$ de science fondamentale et 30M\$ au titre des énergies fossiles et des piles à combustible à oxydes solides, soit un total de 150M\$ (budget du DoE), essentiellement de la R&D, contre 175M\$ en 2014..

Les objectifs du département de l'énergie américain<sup>70</sup> (DoE) sont d'atteindre des réductions de coût au moyen de la R&D : cela s'inscrit dans l'objectif de passer pour les PAC de 124\$/kW en 2006 à 55\$/kW en 2014 (grand volume ; c'est 280\$/kW pour de petits volumes) , soit une réduction de 50 % du Capex , avec aussi un objectif de 55\$/kW en 2020; pour les électrolyseurs, l'objectif est une réduction de 80 % du Capex en 2014 par rapport à 2002. De manière générale, les objectifs sont une division par 5 (resp. 7 en 2020) du Capex des PAC par passage aux grandes séries, par 2,5 (resp. 3 en 2020) pour les systèmes de production et distribution, par 2 (resp. 3 en 2020) pour le stockage d'hydrogène à 700 bars.

Ci-après un exemple de simulation (hypothèse de production de 500000 unités par an, et analyse sur la base des coûts des composants et process) de courbe d'apprentissage sur les PAC pour les transports aux États-Unis<sup>71</sup>.

<sup>68</sup> [http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen\\_posture\\_plan\\_dec06.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen_posture_plan_dec06.pdf)

<sup>69</sup> , [http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/program\\_plan2011.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/program_plan2011.pdf)

<sup>70</sup> [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/United%20States\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/United%20States_SC23.pdf)

<sup>71</sup> <http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC21/Country%20Reports/USA%20Country%20Update.pdf>

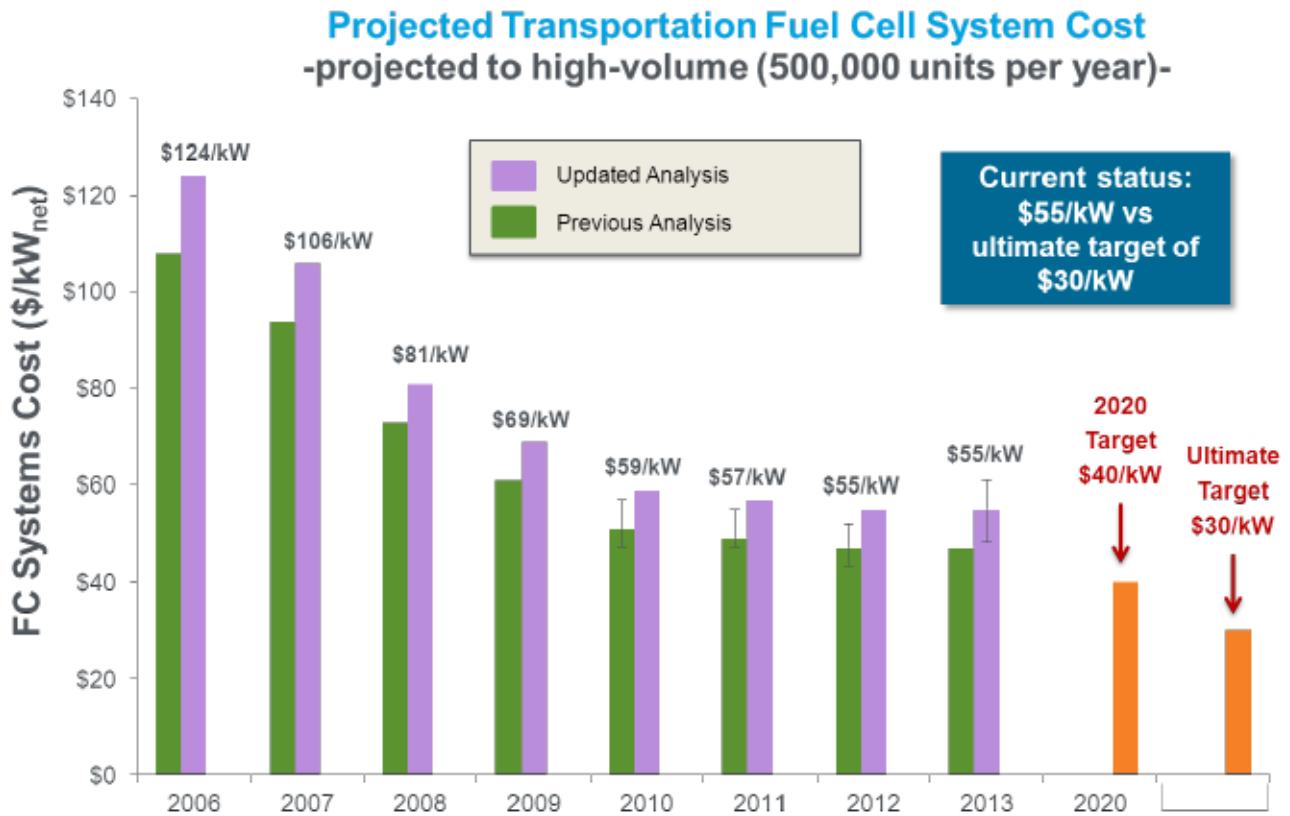


Figure 37. Projection des coûts de PAC pour les transports produites en masse – Source, DOE, <http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC21/Country%20Reports/USA%20Country%20Update.pdf>

Suite à cette phase de R&D intervient une phase de démonstration de véhicules à PAC, concrétisée par 180 véhicules, 25 stations de recharge et 3,6M de miles parcourus. Puis vient une phase de déploiement, notamment de chariots élévateurs (700 subventions du DOE ont conduit à 7500 achats additionnels) et de systèmes de secours d'urgence (900 subventions DoE ont conduit à 4000 achats supplémentaires). General Motors pour sa part développe un véhicule à pile à combustible.<sup>72</sup>

Les initiatives des États de l'Union<sup>73</sup> sont particulièrement marquantes en Californie (voir section suivante) mais aussi dans le Nord-est (Connecticut, New York, Ohio puis Massachussets et New Jersey), en Caroline du Sud et à Hawaï. La Californie, les États du Nord-est et Hawaï développent actuellement une infrastructure.

Afin de développer la filière hydrogène, le gouvernement fédéral a octroyé des incitations (crédit d'impôt de 4000 \$ sur les FCEV jusqu'à fin 2014, crédit d'impôt sur les infrastructures de 30 % des coûts plafonné à 30000\$), crédit d'efficacité énergétique résidentielle de 3334€/kW) qui viennent en plus des incitations des États ; il organise aussi un concours H2refuel doté de 1M\$ de prix afin de promouvoir l'alimentation en hydrogène sur site dans des résidences ou des voisinages. Le gagnant

<sup>72</sup> Pour mémoire, dans le cadre du Clean Energy Partnership allemand, General Motors a produit quelques prototypes de sa HydroGen4 tandis que Ford a produit quelques prototypes de sa Ford Focus Fuel Cell (réservoir 350 bars).

<sup>73</sup> <http://www.fchea.org/s/FCtoStates2014.pdf>

sera connu fin 2016.

En matière de propriété intellectuelle sur les piles à combustible, les États-Unis suivent de près le Japon avec General Motors occupe une place de leader mondial avec 194 brevets obtenus en 2011 (2e rang mondial), soit 23 % des brevets reçus dans le pays dans ce domaine, contre 48 en 2010 (3e rang mondial). D'autres acteurs sont UTC Power, Delphi Technologies, Bloom Energy, FuelCell Energy, IdaTech et Honeywell. Les États-Unis ont aussi en 2011 déposé 1495 demandes de brevets sur les PAC contre 1080 en 2010 (2e rang mondial).

### 5.1 États-Unis - Californie

En janvier 1999 a été fondé la California Fuel Cell Partnership (CaFCP) avec initialement les partenaires institutionnels California Air Resources Board, California Energy Commission et six entreprises : Ballard Power Systems, DaimlerChrysler, Ford Motor Company, BP, Shell Hydrogen et ChevronTexaco. La première phase a consisté à déterminer si la technologie était viable, la seconde phase de 2004 à 2007 à déterminer si les véhicules à PAC et l'hydrogène sont viables commercialement. La phase actuelle prépare le lancement commercial de véhicules à PAC en Californie pour 2015. Le président de la CaFCP travaille pour Toyota.

En juillet 2014 la CaFCP a publié un état des lieux Hydrogen Progress, Priorities and Opportunities (HyPPO).

En 2012 la CaFCP a publié une feuille de route<sup>74</sup> pour amener les véhicules à PAC en Californie, en concluant que les stations service devaient précéder les véhicules, être ouvertes à tous, d'accès commode et faciles d'utilisation. Depuis cette feuille de route des fabricants de voitures ont fait des annonces, et le parlement de l'État a passé en septembre 2013 le Assembly Bill 8, une loi de soutien programmatique (financement de 100 stations) et continuité de financement (jusqu'à 20\$/an) pour les stations service à hydrogène. Le gouverneur de Californie a aussi signé en 2013 un mémoire d'entente (MOU) avec huit états du Nord-est des États-Unis pour mettre sur les routes 3,3 millions de véhicules à émission zéro (dont véhicules à PAC) d'ici 2025.

En 2012 une vingtaine de stations avaient été financées pour 31 M\$ et 23M€ étaient réservés pour la suite. La California Energy Commission CEC) a en 2014 attribué 46M\$ pour 28 nouvelles stations. Toyota pour sa part a promis d'investir 7,2M\$ pour le développement du réseau et s'est associé à FirstElementFuel qui a en mai 2014 remporté un appel d'offre de la CEC pour installer 19 stations.

---

<sup>74</sup> <http://www.fuelcellpartnership.org/carsandbuses/caroadmap> ,  
[http://www.fuelcellpartnership.org/sites/default/modules/pubdlcnt/pubdlcnt.php?file=/sites/files/A%20California%20Road%20Map%20June%202012%20\(CaFCP%20technical%20version\)\\_1.pdf&nid=1807](http://www.fuelcellpartnership.org/sites/default/modules/pubdlcnt/pubdlcnt.php?file=/sites/files/A%20California%20Road%20Map%20June%202012%20(CaFCP%20technical%20version)_1.pdf&nid=1807)

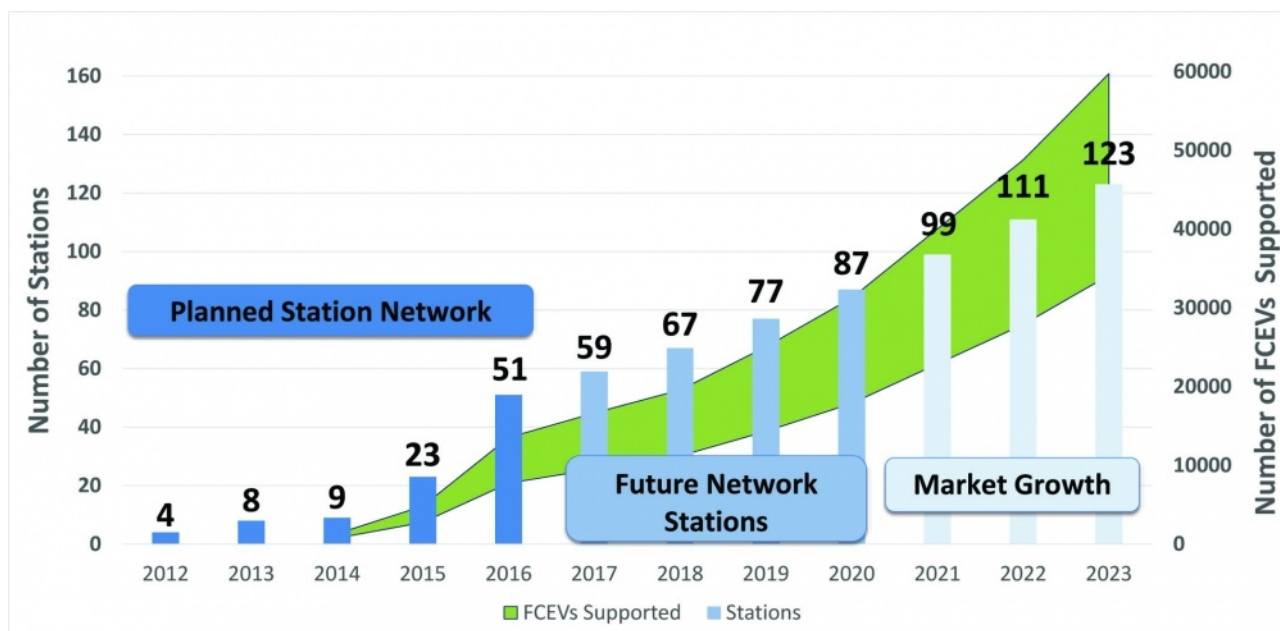
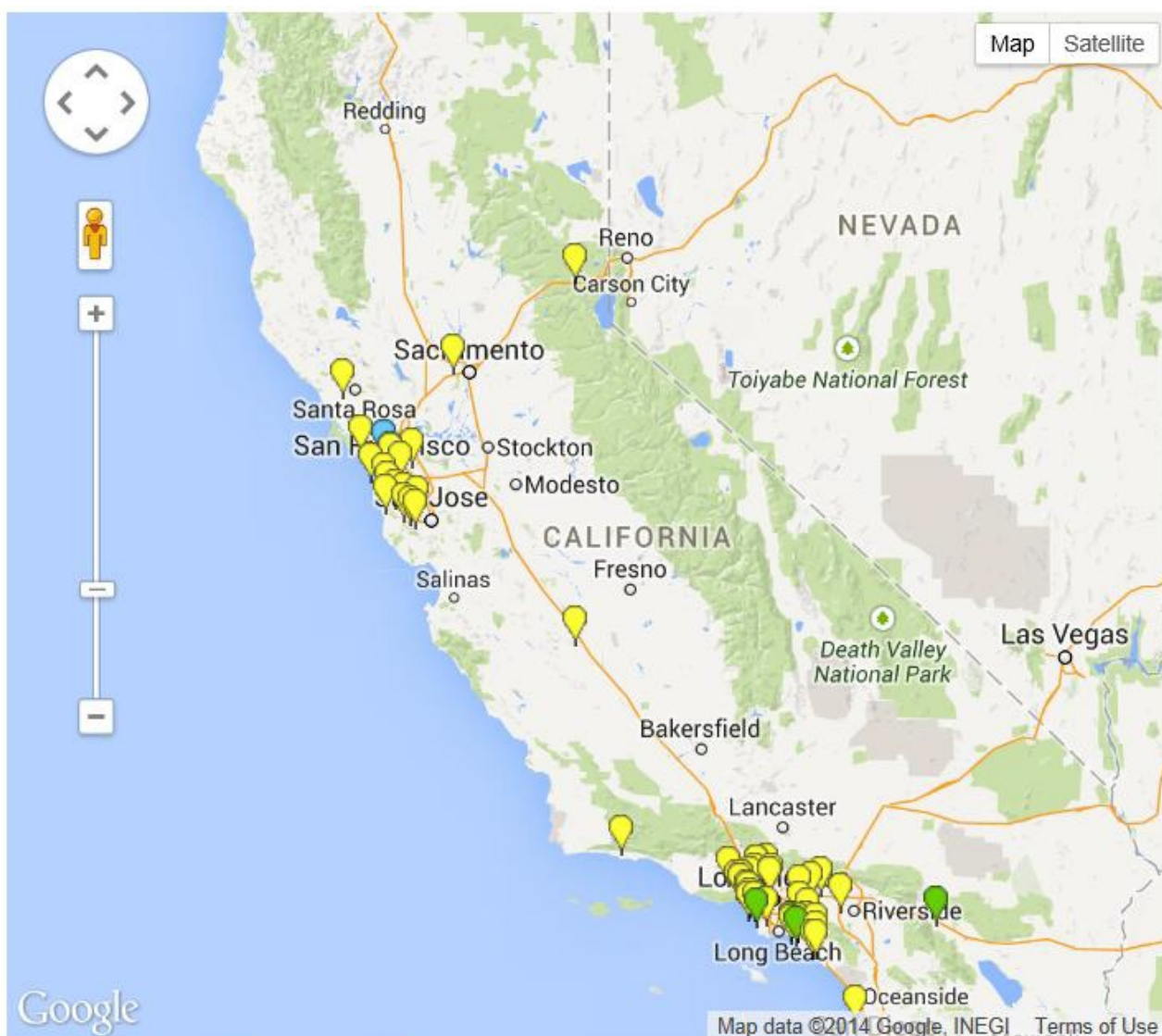


Figure 38. [Développement prévu des stations service à hydrogène en Californie – Source, CaFCP http://www.fuelcellpartnership.org/carsandbuses/caroadmap](http://www.fuelcellpartnership.org/carsandbuses/caroadmap)

Selon le document HyPPO 51 stations seraient accessibles en 2015 (pouvant fournir 9,4t d'hydrogène par jour au total), actuellement 19 sont disponibles. Ces stations doivent donner à l'utilisateur la même expérience que dans une station-service classique. Elles sont développées autour de cinq « clusters » (Berkeley, South San Francisco Bay Area, Santa Monica et Los Angeles ouest, Torrance et environs, Irvine et sud du Orange county), avec des connecteurs entre ces clusters, point d'accumulation de futurs clusters.



Filter by: All (60) | Open (9) | In Development (49) | Bus (2)

Figure 39. Déploiement des stations-service en Californie – Source, CaFCP, [http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/United%20States\\_SC23.pdf](http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC23/United%20States_SC23.pdf)

Les années 2015-2017 sont considérées comme cruciales pour le développement des véhicules à PAC ; selon les projections de la California RoadMap de 2012 :

Année	Nombre de stations en début d'année	Nombre de stations ajoutées en cours d'année	Nombre de véhicules à PAC en Californie – prévisions 2012
2012	4	4	312
2013	8	9	430
2014	17	20	1389
2015	37	31	5000-15000
2016	68	Besoins du marché	10000-30000

2017	> 84	Besoins du marché	53000
2018	> 100	Besoins du marché	> 53000

Tableau 13 : Déploiement des stations service et véhicules à PAC en Californie selon la feuille de route de 2012; source, <http://www.fuelcellpartnership.org/carsandbuses/caroadmap>

Cependant la progression est plus lente que les prévisions de la feuille de route. En 2014 125 véhicules à PAC étaient immatriculés en Californie, et les projections des constructeurs tablent sur 6650 véhicules à PAC fin 2017 et 18500 fin 2020 en Californie. Une telle flotte nécessiterait l'ouverture de 49 stations supplémentaires.

Il existe aussi depuis mars 2013 une feuille de route pour les bus à hydrogène<sup>75</sup>.

#### 5.1.1 Conclusion

La Californie, toujours en avance en matière d'énergies modernes, déploie actuellement une infrastructure pour faciliter les achats de véhicules à hydrogène, avec une vision pragmatique d'ajustement du déploiement en fonction des demandes du marché.

## 6 Chine

L'information sur les activités en Chine est parcellaire, la présente section repose sur des informations en ligne<sup>76</sup>.

L'intérêt de la Chine pour les PAC remonte aux années soixante, avec des programmes de recherche à l'université de Dalian et l'académie des sciences chinoises sur les PAC alcalines.<sup>77</sup> L'activité a repris dans les années 80 avec la création d'une douzaine d'entreprises de PAC. Seules les PEMFC semblent être arrivées au stade de la commercialisation et elles représentent l'essentiel des activités chinoises en matière de PAC.

L'essentiel de la recherche sur l'hydrogène et les PAC a été financé par le gouvernement, via le programme national de R&D en haute technologie, dit « 863 » (lancé en mars 1986) suivi du programme national de recherche de base dit « 973 » (lancé en mars 1997) Les moyens alloués à la R&D sur l'hydrogène et les PAC ont été les suivants :

Période	1996-2000 (9e plan quinquennal)	2001-2005	2006-2010	2011-2015
Financement en RMB (1\$=6,3 RMB)	30M RMB de financement 973 + 0,38M financement 863	30M +22M pour H2 à partir du solaire Approbation d'un programme de 880M de développement des véhicules hybrides et à PAC	182,5M + 150M au titre des véhicules économes	100M en 2011 au titre du 863 + 70M au titre du 973

Tableau 14 : Financement de la R&D en PAC et hydrogène en Chine – Source, FuelCellToday <http://fuelcelltoday.com/analysis/surveys/2012/fuel-cells-and-hydrogen-in-china>

En tout état de cause, il ne semble pas encore exister de feuille de route de l'hydrogène en Chine et

<sup>75</sup> [http://www.fuelcellpartnership.org/sites/default/modules/pubdlcnt/pubdlcnt.php?](http://www.fuelcellpartnership.org/sites/default/modules/pubdlcnt/pubdlcnt.php?file=http://cafcp.org/sites/files/A_Roadmap_for_Fuel_Cell_Electric_Buses_in_California_FINAL.pdf&nid=1807)

[file=http://cafcp.org/sites/files/A\\_Roadmap\\_for\\_Fuel\\_Cell\\_Electric\\_Buses\\_in\\_California\\_FINAL.pdf&nid=1807](http://cafcp.org/sites/files/A_Roadmap_for_Fuel_Cell_Electric_Buses_in_California_FINAL.pdf&nid=1807)

<sup>76</sup> Dont notamment <http://fuelcelltoday.com/analysis/surveys/2012/fuel-cells-and-hydrogen-in-china>

<sup>77</sup> <http://www.gcis.com.cn/china/China%27s%20Fuel%20Cells%20Market%20is%20a%20Long%20Way%20Off.htm>



ce manque est déploré. Les choix à faire portent sur le domaine prioritaire d'application (backup pour télécommunications ou véhicules), l'arbitrage entre la pollution de l'air et la sécurité énergétique, la localisation (pôles Pékin-Tianjin ou Pékin-Shanghai), le choix entre véhicules électriques ou véhicules à PAC, l'équilibre entre objectifs à court terme et à long terme...

En matière de propriété intellectuelle, la Chine a déposé 20 demandes de brevets sur les PAC en 2011 contre 15 en 2010, et s'est vue octroyer ces mêmes années respectivement 10 et sept brevets ce qui la met en 13e-16e position. Par contre, de plus en plus de brevets et demandes incluent la Chine dans leurs demandes.

Divers projets de démonstration ont aussi vu le jour.

En 2003 un projet IPHE (cf infra) visant à réduire les émissions de GES a été lancé pour introduire des bus à PAC en zone urbaine, avec achat de trois bus à PAC à Daimler et fonctionnement à Pékin de juin 2006 à octobre 2007. d'autres bus ont ensuite circulé à Shanghai à partir de novembre 2007. La première station service a été ouverte en 2007 à Anting, berceau de Shanghai Automotive Industry Corporation (SAIC).

Lors des jeux olympiques de Pékin en 2008 20 véhicules Volkswagen Passat Lingyu et trois bus à PAC ont été mis en démonstration, avec recharge sur une station-service à hydrogène mise en service en 2006.

En 2009 a été lancée l'initiative « 1000+ green vehicles in each city », avec développement de la commercialisation de véhicules propres dont des véhicules à PAC. Ce projet subventionne les véhicules hybrides, électriques et à PAC à hauteur de 50000 RMB, 60000 RMB et 250000 RMB respectivement (1 € vaut 7 ou 8 RMB), et les bus à hauteur de 420000, 500000 et 600000 RMB respectivement. Les taux de subvention devaient ensuite décroître.

Moins de 20000 véhicules à énergies nouvelles ayant été vendus en 2013 face à un objectif cumulé de 500000 en 2015, il a donc été décidé de ralentir la baisse de subvention à l'achat des véhicules. Suite à une nouvelle politique décidée en 2015, les subsides pour VE et PHEV seront réduits de 20 % en 2017-2018 par rapport à 2016 et de 40 % en 2019-2020 par rapport à 2016 mais les subsides pour les véhicules à PAC resteront inchangés, à savoir, actuellement (2015) : 200000 RMB pour un véhicule de passager, 300000 pour un van, 500000 pour un bus ou un camion. Les véhicules à énergies nouvelles, dont les véhicules à PAC, restent exemptés de la taxe sur les véhicules.

En 2009 le pays comptait trois stations de recharge, 20 véhicules à PAC et « 6-9 » bus à PAC.<sup>78</sup>

En 2010 lors de l'exposition mondiale de Shanghai, 90 voitures à PAC (fabriqués par SAIC, General Motors, Shanghai Volkswagen, FAW Volkswagen, Chang'an Motors et Chery) et six bus à PAC de SAIC ont été en démonstration. Les véhicules exposés en 2010 visaient à la résolution des problèmes de sécurité et de fiabilité.

En 2012 il y avait quatre stations service fixe et cinq mobiles en Chine. SAIC annonçait alors ses intentions de commencer la préproduction de véhicules à PAC pour tests en 2013 sur 20-30 véhicules (à des fins d'amélioration de performance) et début de commercialisation en 2015 (avec emphase sur la réduction des coûts) à hauteur d'un millier de véhicules/an. En avril 2014, Volkswagen annonçait un projet de développement de véhicules électriques rechargeables (PHEV) et à PAC (FCEV) avec SAIC, qui avait déjà développé un véhicule de taille moyenne, la Roewe 750 en 2012<sup>79</sup> et un prototype de Roewe 950<sup>80</sup> en 2014. Le 29 janvier 2015 SAIC a signé un mémoire d'entente (MOU) avec Air Liquide pour convaincre les villes chinoises d'adopter les voitures à PAC et développer les infrastructures de recharge. En mars 2015, une nouvelle station de recharge (350 bars, 210 kg/jour) s'est ouverte à Zhengzhou, dans la province de Henan.

L'entreprise Tongji aussi développe ses propres FCEV. Les premières flottes de FCEV et stations-

<sup>78</sup> <http://www.iphe.net/partners/china/demonstrations.html>

<sup>79</sup> <https://technology.ihs.com/495962/news-volkswagen-to-develop-plug-in-fuel-cell-vehicles-for-chinese-market-with-saic>

<sup>80</sup> <http://www.netinform.net/h2/H2Mobility/Detail.aspx?ID=528>

services sont attendues pour 2015.

Le 19 mars 2015 l'entreprise Qingdao Sifang co. Ltd a effectué une démonstration du premier tramway à pile à combustible, la PAC, de type PEM, étant fournie par le Canadien Ballard.

Sunrise Power est la première et la plus grande entreprise par actions impliquée dans la production de PAC, en liaison avec SAIC et l'institut de chimie physique de Dalian. Elle fournit des stacks et systèmes de PEMFC (piles à combustibles à membrane polymère) de 0,5 à 75kW, les bus pouvant être équipés de deux PAC de 55kW, les FCEV d'une PAC de 60 kW et les minibus d'une PAC de 10 kW.

Dans le domaine des applications stationnaires des perspectives existent pour le backup de systèmes de télécommunications, avec des entreprises comme ReliOn ou WUT New Energy Co. Ltd (système de PAC de secours pour télécom mis en fonctionnement en 2009), Pearl Hydrogen (évaluation de PAC pour backup en 2012), Shanghai Everpower Technologies Ltd. (tests d'unités de backup de 6 kW), Sunrise Power Co Ltd.

### 6.1 Conclusion

La Chine a pour l'instant une expérience limitée en matière de PAC, de véhicules FCEV et de stations, l'essentiel de l'activité se faisant avec des opérateurs étrangers. L'année 2015 serait une année de coup d'envoi de développements plus ambitieux.

## 7 Danemark

Le Danemark vise l'indépendance de tout combustible fossile en 2050 en passant, en 2020, par une situation où 35 % de l'énergie consommée est issue de sources renouvelables. Il est actif dans le développement des énergies renouvelables. Les éléments relatifs à l'hydrogène au Danemark sont essentiellement issus de documents en ligne sur le site de la Danish partnership for hydrogen and fuel cells<sup>81</sup>. Le recours à l'hydrogène et aux piles à combustibles est perçu comme un ingrédient utile pour la stabilisation du réseau électrique alimenté par des sources renouvelables intermittentes, via les « réseaux intelligents » (smart grids) et le stockage. Le Danemark s'est vu octroyer 21 brevets sur les PAC en 2011 contre 9 en 2010, et a déposé 57 (respectivement 29) demandes ces années-là.

Le plan énergétique 2020 du Danemark fournit les bases nécessaires à l'établissement d'une infrastructure destinée à favoriser le développement des véhicules électriques et des véhicules à hydrogène. Les mesures sont notamment financières, avec une exemption fiscale de 0,08€/kWh d'électricité utilisé pour produire de l'hydrogène, et une exemption fiscale sur les véhicules à PAC (les véhicules conventionnels subissent une taxe de 180 % plus 25 % de TVA) qui ne sont assujettis qu'à la TVA) : ainsi un véhicule conventionnel de 17 k€ est payé 50k€, son homologue à PAC seulement 27k€. Un effort important de R&D est aussi consenti, plus de 150M€ entre 2001 et 2010 dont 29M€ en 2010. En 2012 la Danish partnership for hydrogen and fuel cells a proposé une stratégie<sup>82</sup> centrée sur une participation active au FCH-JU européen. La ville de Copenhague participe aussi au projet européen Hyfive, doté de 51M€ pour l'achat de 110 véhicules à PAC et l'installation de six stations de distribution d'hydrogène ; les voitures seront déployées à Bolzano en Italie, Copenhague, Innsbruck en Autriche, Londres au Royaume-Uni, Munich et Stuttgart en Allemagne, et trois stations à Londres, deux au Danemark et une à Innsbruck<sup>83</sup>.

## 8 Union Européenne

La thématique hydrogène est une priorité et a représenté 21 % du programme énergie du 7e PCRD (soit 21 % de 2,3Md€ ou encore 469M€), notamment en finançant le premier FCH-JU (fuel cell hydrogen joint undertaking) et autres activités, où sont présents les français CEA et le CNRS parmi les organismes de recherche, et Air Liquide dominant parmi les industriels français. Les thématiques du

<sup>81</sup> <http://www.hydrogennet.dk/>

<sup>82</sup> [http://www.hydrogennet.dk/fileadmin/user\\_upload/PDF-filer/Engelsk\\_side/Balancing\\_the\\_Future\\_Danish\\_Energy\\_System\\_with\\_Hydrogen\\_and\\_Fuel\\_Cells.pdf](http://www.hydrogennet.dk/fileadmin/user_upload/PDF-filer/Engelsk_side/Balancing_the_Future_Danish_Energy_System_with_Hydrogen_and_Fuel_Cells.pdf)

<sup>83</sup> <http://www.breezcar.com/actualites/article/hyfive-voiture-pile-a-combustible-electrique-hydrogene-recharge-2015>



premier FCH-JU sont les infrastructures de transport et de recharge, la production et le stockage de l'hydrogène, la production stationnaire d'électricité et la cogénération.

Le second FCH-JU court de 2014 à 2024, dispose d'un budget de 1,33 Md€ dont 50 % proviennent du programme Hozizon2020 et 50 % des actionnaires du FCH-J, et sera centré sur les transports et l'énergie, avec en sus quelques actions transversales. L'appel à proposition de 2015 (5mai-27 août 2015) est doté de 123M€ dont 25M€ pour les transports, 54M€ pour l'énergie, 44M€ pour les aspects systémiques et transverses.

Le FCH JU produit aussi des études, dont une récente étude de mars 2015 sur le stockage de l'énergie<sup>84</sup> ou la production décentralisée<sup>85</sup>.

D'autres projets européens existent : le projet HYCHAIN MINI-TRANS teste des véhicules à PAC dans quatre pays dont la France ; le réseau d'excellence HYSAFE (safe use of hydrogen as an energy carrier) vise à créer un réseau d'expertise sur la sécurité de l'hydrogène pour accompagner le développement de la filière.

Au niveau européen les textes pertinents pour la production d'hydrogène décentralisé sont 2014/34/UE (Directive 2014/34/UE du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles), 97/23/CE (Directive 97/23/CE du 29 mai 1997 relative au rapprochement des législations des États membres concernant les équipements sous pression), 1999/36/CE (Directive 1999/36/CE du 29 avril 1999 relative aux équipements sous pression transportables), 1999/92/CE (Directive 1999/92/CE du 16 décembre 1999 concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives), 2004/108/CE (Directive 2004/108/CE du 15 décembre 2004 relative au rapprochement des législations des États membres concernant la compatibilité électromagnétique et abrogeant la directive 89/336/CEE), 2006/95/CE (Directive 2006/95/CE du 12 décembre 2006 concernant le rapprochement des législations des États membres relatives au matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension), 2006/42/CE (Directive 2006/42/CE du 17 mai 2006 relative aux machines et modifiant la directive 95/16/CE)<sup>86</sup>. D'autres directives pertinentes sont la directive 2010/75/UE dite "IED" relative aux émissions industrielles, et la directive dite "AFI" sur les infrastructures de carburants alternatifs. La proposition de directive sur les carburants de substitution en date du 24 janvier 2013 (COM (2013) 18) proposait que l'espacement entre points de ravitaillement en hydrogène ouverts au public soit de 300 km maximum (avec un délai courant en 2030 pour les États sans telle infrastructure). Finalement le texte adopté laisse les états membres présenter leurs plans de déploiement, afin de créer un réseau continu dans l'UE.

Enfin des activités de standardisation et normalisation ont lieu au sein du Sector Forum Energy Management (SFEM) du CEN-CENELEC, un groupe de travail sur l'hydrogène a été mis en place en février 2015 et a lancé cinq tâches : connexion au réseau électrique, électrolyseurs, HCNG (mélange de gaz naturel et d'hydrogène), infrastructures hydrogène, sujets transversaux.

## 9 Agence Internationale de l'Énergie

L'AIE a créé l'hydrogen implementing (HIA) agreement en 1977 qui regroupe 21 pays plus Shell, NOW et HYSAFE. Sur la période 2009-2015 le budget a été de 1,3M\$. L'HIA a un programme de travail divisé en 18 tâches ou "annexes" portant sur tous les sujets imaginables (systèmes biomimétiques, matériaux de stockage, réformeurs, intégration H2-éolien, production haute température, photolyse de l'eau, utilisation de la biomasse, infrastructures de distribution à grande échelle, sécurité, analyse

<sup>84</sup> [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal\\_3.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf)

<sup>85</sup> [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJU\\_FuelCellDistributedGenerationCommercialization\\_0.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJU_FuelCellDistributedGenerationCommercialization_0.pdf)

<sup>86</sup> Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène, ADEME, juin 2015 et Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène, ADEME, juin 2015

de cycle de vie, etc. Quelque 2600 publications ont émané de ces activités.

Un autre implementing agreement est l'AFC, advanced fuel cells, qui regroupe 14 pays et divise son travail en activités (tâches) quinquennales: PAC à PEM, PAC à carbonates fondus, PAC à oxydes solides, PAC pour applications stationnaires, pour les transports, pour les applications portables, analyse systémique, modélisation, électrolyse. Ses conclusions actuelles indiquent notamment que la technologie PAC est mûre pour l'introduction sur le marché de véhicules électriques, malgré l'obstacle de l'infrastructure.

### **10 Partenariats Internationaux**

L'accord International Partnership on Hydrogen and fuel Cell economy (IPHE) a été signé en 2003 et regroupe 19 gouvernements plus la commission européenne, et vise à accélérer l'introduction des technologies hydrogène et PAC au moyen d'actions de communication, échange de bonnes pratiques, séminaires, labellisation de projets, etc. En 2013 l'accord a été prorogé avec recentrage sur l'action au niveau gouvernemental, les activités de mise en réseau et de dialogue, la mise à l'agenda, la coordination, l'analyse et les recommandations.

Le Partnership for advancing the transition to hydrogen (PATH) est un réseau international, fondé en 2002, de 20 associations nationales qui portent le sujet hydrogène. Ses activités sont de communication, partage d'information et harmonisation.

## Annexe 9: La plateforme MYRTE (Corse du sud)

Gérée au sein d'un groupement d'intérêt scientifique qui réunit l'université de Corse, le CNRS, le CEA et AREVA SE, la plate-forme MYRTE, inaugurée en janvier 2012, est une installation expérimentale qui permet de tester en vraie grandeur les conditions et limites d'un stockage d'énergie intermittente, photovoltaïque en l'occurrence, au moyen de l'hydrogène, en liaison avec le réseau insulaire de distribution d'électricité, qui la traite comme un moyen d'effacement des pointes ou de production à puissance garantie.

Elle comprend essentiellement (schéma ci-dessous) :

- un champ photo-voltaïque : 3700 m<sup>2</sup> de panneaux, pouvant au total fournir une puissance électrique de 560 kW ;
- un bâtiment d'expérimentation comprenant :
  - 1 un électrolyseur (fabricant HELION, filiale d'AREVA) pouvant produire 10 Nm<sup>3</sup>/h d'hydrogène<sup>87</sup>, fonctionnant à 50°C et 35 bars ;
  - 2 une pile à combustible (HELION) basse température (70 °C) de 100 kW ;
  - 3 un stockage d'oxygène (réservoir à 35 bars) et d'hydrogène (deux réservoirs à 35 bars, soit un maximum stocké de 1960 Nm<sup>3</sup>) ; ces réservoirs sont installés dans une fosse, pour une obligation d'intégration paysagère qui a en plus le mérite de renforcer la sécurité ;
  - 4 un système de stockage de la chaleur qui ne sera exploité qu'à partir de 2016.
- une seconde installation, pré-commerciale, pouvant fonctionner en parallèle ou de manière indépendante, comprenant :
  - 1 un électrolyseur (fabricant HELION, filiale d'AREVA) pouvant produire 13 Nm<sup>3</sup>/h d'hydrogène, fonctionnant à 50°C et 35 bars ;
  - 2 une pile à combustible (HELION) basse température (70°C) de 65 kW.

Le tout est relié au réseau électrique HT de l'île, le courant produit étant fourni gratuitement au réseau (il s'agit d'une installation à vocation scientifique). L'investissement en matériel et en aménagement a été d'environ 12,5 M€, auquel il faut ajouter les frais de fonctionnement et de recherche de 1 M€/an, soit au total une opération de 21 M€ sur la période mi-2009-2015.

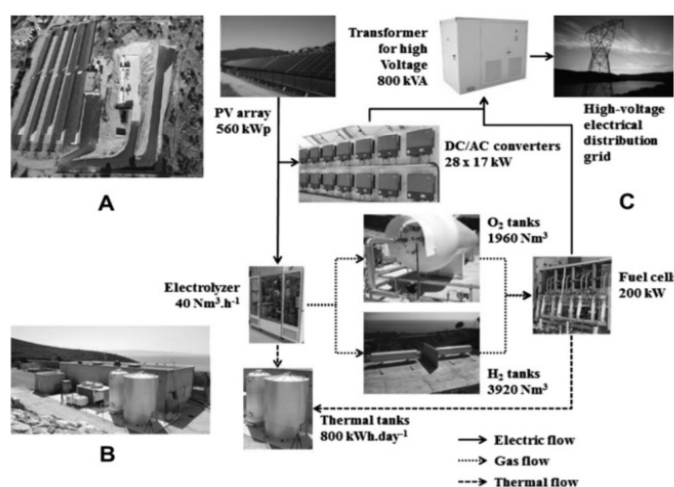


Figure 40. A : vue générale du site; B : le stockage de chaleur et le bâtiment contenant

<sup>87</sup> Nm<sup>3</sup> : mètre cube de gaz mesuré en conditions normales de P et T

*électrolyseur, PAC et système de commande; C : schéma général (les réservoirs de H2 ont en fait une capacité de 1960 Nm3)*



Figure 41. Vue partielle du champ photo-voltaïque

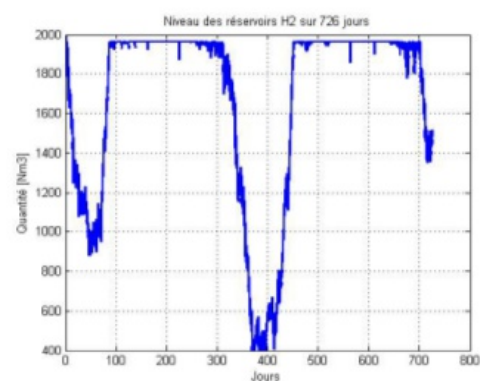


Figure 42. Les deux réservoirs d'hydrogène

Le fonctionnement de l'ensemble se fait à partir d'algorithmes exécutés par un automate de contrôle/commande pour répondre à l'un ou l'autre de trois objectifs :

- écreter les pics de consommation en restituant le soir l'électricité stockée dans la journée,
- lisser les variations de production PV liées au passage de nuages,
- limiter les risques de surtensions liées à une forte production PV insulaire dans un contexte de faible consommation.

L'étude du fonctionnement de l'installation depuis deux ans a permis de mettre au point et de vérifier l'optimisation de l'algorithme de contrôle-commande. La figure ci-contre montre par exemple que le taux de remplissage des réservoirs d'hydrogène fluctue assez peu d'un jour à l'autre mais est principalement fonction de la saison (niveau minimal en hiver et maximum en été). Ces petites fluctuations quotidiennes peuvent être gérées par la PAC et par l'électrolyseur qui complète les réservoirs en 5-6 h.



Variation du remplissage des réservoirs d'hydrogène sur deux ans

La figure ci-dessous montre un exemple de journée de bel ensoleillement : la courbe rouge correspond à la puissance fournie par le champ PV, d'allure parabolique avec maximum en milieu de journée ; la courbe bleue donne la puissance injectée dans le réseau de distribution ; la PAC fonctionne un court moment en début de journée (« porte » de gauche) et l'électrolyseur prend ensuite le relais pendant quelques heures (« porte » de droite).

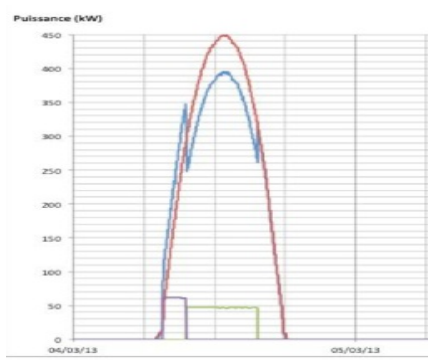


Figure 43. Exemple d'une journée constamment ensoleillée

L'exemple suivant est plus complexe, la puissance fournie par les panneaux PV étant très variable au cours de la journée (courbe rouge), de même que la puissance injectée (courbe bleue) ; cette dernière est soutenue en début de journée par la PAC.

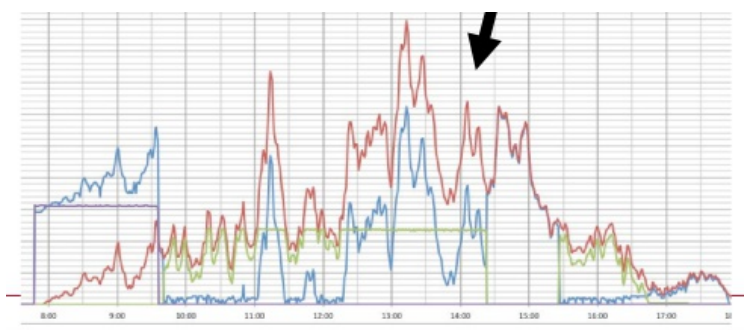


Figure 44. Cas d'une journée à ensoleillement variable

En fonction des prévisions d'ensoleillement et de consommation de l'île, un profil d'injection (respectant la demande de la CRE, c'est-à-dire trapézoïdal avec montée, plateau, descente) dans le réseau peut être optimisé la veille pour le lendemain, en tenant compte de l'état des réservoirs  $H_2$  et  $O_2$ , des valeurs max et min de fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC, etc. (figure ci-dessous).

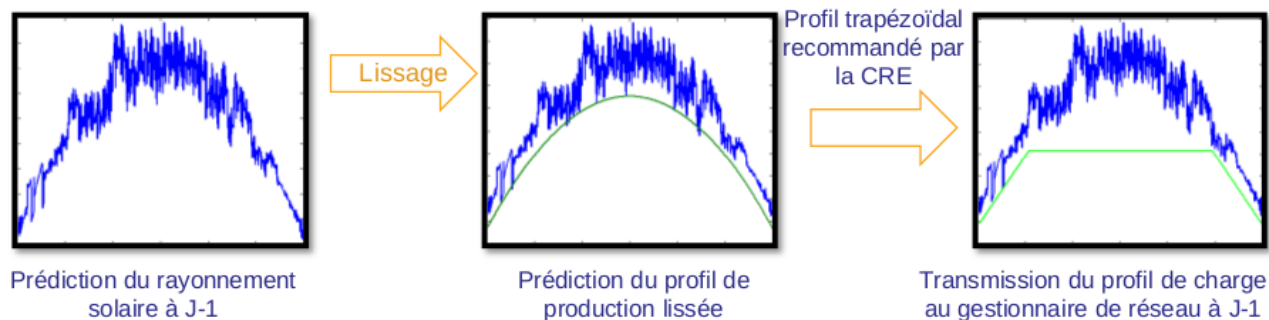


Figure 45. Principe de prévision d'un profil trapézoïdal

Comme indiqué plus haut, en 2014 ont été mis en place dans un conteneur extérieur un électrolyseur et une PAC de nouvelle génération (photo ci-dessous), de capacité équivalente au dispositif initial. Cet équipement a bénéficié du retour d'expérience sur les prototypes installés dans le bâtiment d'expérimentation et opérationnels depuis 2012.



Figure 46. Electrolyseur + PAC dans un conteneur

Notons que la capacité de stockage (débit des électrolyseurs) de MYRTE, démonstrateur de R&D, est sous-dimensionnée au regard de la puissance PV disponible. Il est possible aujourd'hui de stocker dans les réservoirs une énergie de 1,75 MWh pour une puissance d'injection de 165 kW, soit un rapport MWh/MW > 10 h.

L'arrêté du 23 avril 2008 limite à 30 % la production d'EnR intermittente, pour ne pas mettre en danger l'équilibre du réseau insulaire (production = consommation). La plate-forme MYRTE montre qu'il est possible de dépasser ce pourcentage sans inconvénient pour le réseau. Dans un contexte insulaire comme la Corse, on pourrait envisager l'installation de plusieurs systèmes analogues. L'expérience MYRTE tend à montrer que, compte tenu de contraintes diverses, des projets d'ampleur plus ambitieuse sont difficiles à mener à bien et qu'il est tout aussi pertinent de gérer en réseau de petites installations réparties.

Une analyse des coûts au regard du service rendu et leur optimisation est à mener dans les prochaines expérimentations.

Outre le projet MYRTE, un autre projet est en cours de développement sur le site : la plate-forme PAGLIA ORBA qui vise à tester la gestion (smart grid) d'un micro-réseau avec diverses sources d'énergie, différents stockages d'énergie, divers types ou profils de consommation.

N.B. Les schémas sont extraits d'un document de présentation :

MYRTE-PAGLIA ORBA : Une plate-forme de R&D pour la gestion et le stockage des EnR  
publié par l'université Pasquale Paoli, le CNRS et le CEA.



**Annexe 10 : Sondage d'opinion réalisé en 2013 en Allemagne (HyTrust)**

