



Réponse de l'AFHYPAC à la note France Stratégie du 26 août 2014

« Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? »

Analyse détaillée

GENERALITES

« L'hydrogène n'est produit aujourd'hui qu'à des fins industrielles » (p.1)

L'hydrogène alimente aujourd'hui plus de 5000 chariots élévateurs aux Etats-Unis et 208 stations services pour près de 2000 véhicules routiers à travers le monde.

« Le signal annonçant un début de rentabilité de l'hydrogène-énergie pourrait donc être la substitution de l'électrolyse au SMR dans l'industrie. » (p.4)

« Le jour où les opérateurs commenceront à abandonner le SMR pour l'électrolyse, afin de produire l'hydrogène industriel selon des critères économiques, sera un indice de maturité de cette technologie pour la production d'hydrogène-énergie » (p.10)

Il s'agit ici d'un amalgame entre l'H2 énergie et l'H2 industriel qui témoigne d'une méconnaissance du marché de l'hydrogène. Il ne s'agit pas des mêmes marchés. Par ailleurs, il n'y a pas de compétition entre H2 issu de SMR et l'H2 issu d'électrolyse. Ainsi **l'objectif n'est pas de produire via l'électrolyse un hydrogène au prix de l'hydrogène produit via un SMR, mais d'être compétitif sur le marché que l'on vise.**

Par exemple, sur le marché de la mobilité, on estime que le prix de marché est 10€ les 100km (6l/100km x 1.5€/l d'essence). Un véhicule hydrogène consommant environ 1kg/100km, il nous faut viser 10€/kg. On estime que 4-5€ sont nécessaire pour amortir la station de distribution 700bar. Donc produire de l'hydrogène à 5€/kg on site, ce qui est un coût supérieur aux 3.7€/kg évoqués par l'auteur dans sa note est suffisant (à condition que l'H2 ne soit pas taxé au même niveau que l'essence ce qui ne ferait pas de sens actuellement).

« L'hydrogène utilisé doit être très pur, de même que l'oxygène, ce qui interdit potentiellement son utilisation dans les centres urbains très pollués, sauf à purifier l'air entrant ou à embarquer une réserve d'oxygène » (p.6)

Cette affirmation est une méconnaissance de la réalité technologique. Seuls quelques types de pile spécifiques fonctionnent avec un apport d'oxygène. Les VEH2 ne fonctionnent pas à l'O₂ mais à l'air...comme la majorité des près de 50000 PaC stationnaires en 2012 au Japon dont le retour d'expérience démontre qu'elles ne sont pas empoisonnées par l'air ambiant, ou l'ensemble des VEH2 circulant à Berlin plusieurs années sans encrassement.

Tous constructeurs confondus, c'est plus de 25 millions de km qui ont été parcourus par des véhicules à Hydrogène et Pile à Combustible, sur tous types de routes et de conditions de circulation sans dégradation de la performance. Certains rapportent près de 200 000 km de longévité démontrée par les véhicules testés.

« Utiliser de l'H2 produit par SMR n'est justifiable ni économiquement ni environnementalement et, du point de vue de la sûreté, un calcul simple montre qu'il est plus intéressant d'utiliser directement le gaz dans un moteur thermique. » (p.8)

L'H2 peut être produit par SMR à partir de biométhane, donc à partir de biogaz de déchets fermentescible. C'est le cas de la première station hydrogène publique française déployée à Albi par Eweer'Hy'Pole dans le cadre d'un soutien Régional Midi-Pyrénées, du Conseil Général du Tarn et de la Communauté d'agglomération d'Albi.

Le CO₂ peut également être capté et soit stocké soit valorisé ce qui permet également de décarboner l'hydrogène produit par SMR. C'est le cas de l'Hydrogène produit à Port-Jérôme dans le cadre du projet Cryocap soutenu par le CGI et l'ADEME dans le cadre des programmes d'investissement d'avenir.

Ces voies n'ont pas été prises en compte par l'auteur.

L'« ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2014 » de l'AIE ne voit qu'un rôle marginal pour l'hydrogène dans ses scénarios énergétiques à 2050 » (p. 8)

Les rapports de l'Agence Internationale pour l'Energie ont commencé à intégrer l'H2 comme vecteur énergétique en 2012. Les choses sont donc bien en évolution. Cette même agence va publier cette année une Road Map IEA sur l'hydrogène. De plus comme le reconnaît l'auteur, l'AIE indique qu'à terme l'H2 pourra se substituer aux carburants d'origine fossile pour le transport routier.

« Il est ainsi proposé de poursuivre la R&D sur les électrolyseurs et les piles à combustible avant d'envisager un déploiement effectif ou expérimental. » (p. 1)

Ce ne sont pas des projets de recherche qui résoudront les défis de l'H2E mais bien le développement des marchés notamment le marché de la mobilité et les effets volume qu'il permettra. En permettant, une véritable mobilité durable, les VEH2 apportent une offre complémentaire aux véhicules électriques à batterie (VEB) centrés sur les utilisations urbaines en raison de leur autonomie limitée. Les déploiements des VEH2 entraînant le développement de toute la filière et notamment en offrant un débouché à l'énergie renouvelable stockée en Hydrogène, ils permettront également de générer de nouvelles opportunités de marchés sur des technologies de pointe et le développement d'emplois durables en France dans une transition vers une économie bas-carbone.

L'existence a priori d'un réseau de distribution d'hydrogène étendu pour le développement de véhicules à hydrogène ou le « problème de la poule et de l'œuf » a été dépassé ces dernières années par des initiatives associant gouvernement et consortium d'industriels partout dans le monde pour l'élaboration de plans de déploiement de stations à hydrogène cohérents et simultanés avec le plan de commercialisation des véhicules prévus sur un territoire, réduisant ainsi significativement le risque pris par les acteurs séparément et donc les coûts, par exemple l'initiative H2 Mobility en Allemagne, H2 Mobilité France et H2 Mobility UK au Royaume-Uni.

A noter, en Allemagne, pays leader en Europe dans le domaine de l'hydrogène énergie, le gouvernement allemand a alloué 700 millions d'€, les industriels mettant également 700 millions d'€ sur la période 2007-2016 dans le cadre du National Innovation Program. Aujourd'hui un consortium d'entreprises (H2 Mobility) s'est réuni pour lancer le déploiement conjoint de stations de distribution d'hydrogène et de flottes de véhicules à hydrogène et sont en négociation pour le montage d'une JV chargée de mettre en œuvre le business plan infrastructure. 50 stations sont prévues à horizon 2016, dont 18 déjà opérationnelles et 5000 VEH2 en circulation. 930 stations sont prévues d'ici 2030 pour couvrir l'ensemble du territoire allemand et alimenter 1,8 millions de véhicules. (cf Annexes pour autres initiatives dans le monde)

Les différents maillons de la chaîne de l'hydrogène énergie, depuis la production décarbonée jusqu'à l'utilisation dans les véhicules ont atteint un niveau de maturité suffisant pour passer au stade de démonstration et de pré-déploiement. La preuve en est le budget du FCH 2 JU, dont 66% est dédié à des

activités de démonstration et 5% à des activités de préparation du marché (cross-cuttings). Ces opérations de démonstration sont nécessaires pour faire évoluer les technologies (exemple : besoin de démonstrations pour acquérir du retour d'expérience sur la réaction des électrolyseurs aux fluctuations du réseau électrique. Autre exemple : l'acceptation sociétale). L'hydrogène et la pile sont une des priorités majeures de la politique européenne sur l'énergie et sur la politique de carburants alternatifs au pétrole, et une des actions clés du SET Plan (Strategic Energy technologies Plan) auquel la Commission aura consacré deux plans pour un total de près de 2 400 M€ sur la période 2008-2020 dont la moitié provenant des budgets du PCRD.

Les projets de démonstration permettent également de structurer des filières, créer une véritable activité industrielle, alimenter les PME locales, attirer des investisseurs. Les autres Etats innovants l'ont compris. Voulons-nous que la France soit isolée et passe à côté de ces technologies alors même qu'elle dispose des forces industrielles et scientifiques qui ont contribué au développement de ces technologies à l'origine ?

Pour la France, le consortium H2 Mobilité France a bâti un plan de déploiement qui s'appuie sur le déploiement de flottes captives pour alimenter à terme un réseau d'infrastructures national qui s'intègre dans les corridors européens.

SECURITE

« Sur le plan de la sécurité « grand public », les obstacles semblent difficilement surmontables» (p.8)

« Enfin l'hydrogène, de par ses caractéristiques physico-chimiques, est un gaz dont l'utilisation comprend des risques bien supérieurs à ceux des hydrocarbures (fuites, explosions, inflammation, etc.) »

« Pour finir, se poserait la question centrale de l'acceptabilité de ce gaz par le grand public. L'utilisation généralisée d'hydrogène à la pression énorme de 700 bars soulève des problèmes de sécurité considérables, alors que l'industrie l'utilise à des pressions bien inférieures » (p.10)

L'énergie, les carburants comportent des risques, c'est vrai et nous en faisons l'expérience malheureusement régulièrement quand le réservoir d'une voiture s'enflamme lors d'un choc ou qu'une fuite de gaz a lieu dans un immeuble. L'Hydrogène est un gaz dont les risques sont maîtrisés industriellement aujourd'hui et donc adaptables au grand public demain. Pour rappel le gaz de ville comportait au siècle dernier une part importante d'H2. Ainsi comme le gaz naturel, manipulé par Monsieur tout-le-monde, les questions de sécurité sont un sujet essentiel pour les industriels. Les acteurs de la filière y sont particulièrement attentifs alors que l'utilisation de l'H2 comme vecteur énergétique est une activité naissante. Sur les véhicules, les autorités leur font passer des crash tests et tests de résistance comme tout véhicule mis sur le marché.

« Les conditions de sécurité qui lui sont propres – comme détecter les fuites éventuelles et les supprimer, surveiller l'obsolescence des matériaux des réservoirs de stockage, la dégradation dans le temps des jonctions (devant supporter 700 bars) et parer une mauvaise utilisation – sont difficilement applicables au grand public » -> ce n'est pas l'avis des professionnels du secteur.

A noter que :

- L'hydrogène n'est pas un gaz toxique
- L'hydrogène n'est pas un gaz corrosif
- L'hydrogène n'est pas un gaz polluant
- L'hydrogène n'a pas d'effet toxicologique connu
- L'hydrogène n'a pas d'effet écologique connu.

A propos de son acceptabilité, l'expérience montre que quand les technologies H2 sont présentées, les enquêtes pendant et après la démonstration témoignent qu'il n'existe pas de rejet mais bien une adhésion à l'H2, qui quand elle apparaît dans le quotidien du public devient une énergie comme une autre.

Dans le projet Althytude¹, le bus de mélange H2/gaz naturel a roulé pendant 1 an à Dunkerque sans aucune difficulté pour les voyageurs. A Londres 8 bus à H2 circulent sur la ligne 1, traversant toute la ville entre Covent Garden et Tower Gateway dans le cadre du projet européen CHIC².

Détails

L'hydrogène est utilisé de manière courante depuis des décennies dans de nombreuses applications avec un taux d'incident très faible.

Selon l'expérience d'Air Liquide, avec :

- ✓ 12,5 milliards de m3 produit pour 2013
- ✓ Plus de 60 stations hydrogène déployées à travers le monde
- ✓ Plus de 12 000 heures de fonctionnement sans arrêt et maintenance pour une pile à hydrogène Axane
- ✓ Plus de 280 piles à combustible déployées
- ✓ Plusieurs dizaines de milliers de livraisons d'hydrogène par an (60.000 pour la seule Allemagne).

AL considère que ce gaz manipulé selon les règles qui conviennent, est sûr au même titre que les autres formes de carburant.

- ✓ Les équipements développés pour la mobilité hydrogène sont par ailleurs contrôlés par des organismes de certification indépendants avant d'être mis en service (ex : même crash tests pour les véhicules hydrogène que pour les autres types de véhicules).
- ✓ Par ailleurs, comme en atteste le très faible nombre de ruptures de bouteilles à gaz bien qu'il y en ait de dizaines de millions en service dans le monde, **l'intégrité mécanique des équipements sous pression est très bien maîtrisée, tout comme l'est l'intégrité mécanique des structures en générale (ponts, constructions, aéronefs...).** Le fait que la pression soit plus élevée pour l'hydrogène énergie (350 ou 700 bar nominal) que pour les applications industrielles (200 ou 300 bar) ne change pas ce constat – le taux de contrainte dans les matériaux reste lui quasiment inchangé. Un élément clé de cette fiabilité réside dans le fait que **tout nouveau modèle de stockage sous pression est soumis à une procédure d'homologation comportant une série de tests très poussés** (essais de rupture, essais de cyclage hydraulique, températures extrêmes, tir à balle, ...) avec un coefficient de sécurité actuellement de 2,35.

LE POWER-TO-GAS (p.5)

Pour évaluer la pertinence technico-économique du power to gas, il est essentiel d'en comprendre les finalités.

Le power to gas tire parti de la transformation des mix énergétiques en Europe et contribuera à une meilleure intégration des EnR intermittentes dans le paysage énergétique français. Il consiste à convertir de l'électricité renouvelable ou décarbonée pour produire de l'hydrogène ou du méthane de synthèse. L'hydrogène peut être mélangé au gaz naturel selon une proportion en cours de définition (projets et travaux en cours en Europe, dont GRHYD en France), dans une limite qui restera inférieure à 20%. Le fait que ces gaz (hydrogène et méthane) soient aisément stockables et transportables via les infrastructures existantes de gaz naturel constitue un atout important pour cette filière : cela devrait permettre d'amener cette énergie des lieux de production vers les lieux de consommation en évitant parfois un investissement lourd et coûteux dans le renforcement du réseau électrique.

Ce mélange d'hydrogène et de gaz naturel, peut ensuite être utilisé dans toutes les applications existantes du gaz naturel et contribuer ainsi aux objectifs d'intégration des renouvelables dans la consommation d'énergie finale (tant via le vecteur électrique que gaz), qui est de 23% en 2020 pour la France.

Il est également possible en faisant réagir l'hydrogène produit avec du gaz carbonique (issu de l'épuration du biogaz) de produire un méthane de synthèse grâce à la réaction de Sabatier. Ce gaz de synthèse est par nature totalement compatible avec les infrastructures et utilisations du gaz naturel, sans limitation. Au-delà de son rôle majeur dans la valorisation de l'électricité renouvelable, le méthane de synthèse est également pertinent en termes d'écologie industrielle et territoriale via le recyclage du CO₂ qu'il permet.

¹ <http://www.althytude.info/>

² <http://chic-project.eu/>

Produit avec de l'hydrogène décarboné et du CO₂ issu de la biomasse, ce méthane de synthèse n'émet pas de CO₂ fossile.

Vecteur de flexibilité, dont le système énergétique très contraint a un grand besoin, le Power to gas dispose notamment des atouts suivants :

- **La possibilité de stocker de très grandes quantités d'énergie notamment sur de très longues périodes**, allant jusqu'à plusieurs mois, ce qui n'est actuellement pas possible dans les modes de stockage électrique (cf. graphe 1 en fin de document)
- **La possibilité de transporter** de l'énergie en utilisant les réseaux de gaz naturel existants et éviter, le cas échéant, un renforcement coûteux et complexe du réseau électrique : à noter que le coût d'acheminement du gaz coûte 4 à 5 fois moins cher que celui de l'électricité
- **La forte capacité du système gazier à absorber/amortir des productions intermittentes et variables**
- **La possibilité d'arbitrer entre les marchés électriques et gaziers**, qui ont des cycles et des logiques différentes, pour optimiser la valorisation de cette production renouvelable sous forme électrique ou sous forme gaz, dans des usages stationnaires ou carburant.

On voit donc aisément que le power to gas combine différentes valeurs : Stockage, transport, et intégration optimale d'énergies renouvelables dans le système énergétique, arbitrage entre les marchés, flexibilité...

L'hydrogène et le méthane de synthèse, dans le contexte du power to gas, n'ont pas pour finalité à être reconvertis en électricité. Si cela devait être le cas, il faudrait privilégier des modes de production décentralisés et performants, à l'instar des piles à combustible stationnaires PEM ou SOFC qui se développent de façon commerciale au Japon (70 000 unités vendues fin 2013, 50000 unités de plus en 2014) mais également en Europe et notamment en Allemagne. Les rendements globaux de ces piles stationnaires sont voisins de 90% (chaleur et électricité).

La modélisation par E-CUBE du système français à l'horizon 2050, dans un scénario de forte pénétration des capacités renouvelables met en évidence que les surproductions intermittentes renouvelables pourraient s'élever à près de 75 TWh/an (15% de la production actuelle du parc français), valeur en cohérence avec les résultats de simulations réalisées à la Recherche de GDF SUEZ.

A cet horizon, les modélisations réalisées montrent également que les surproductions sont fréquentes et de durée de plus en plus longue: 50% des surplus sont produits lors de périodes d'une durée supérieure à 2 jours consécutifs, ce qui exige de mettre en œuvre des solutions de stockage adaptées, que ne permettent ni les STEP ni les batteries.

Sur la base de ces modélisations, la production d'hydrogène ou de méthane synthèse pourrait atteindre 20 TWh/an, soit près de 7% des consommations de gaz naturel en France.

Les données économiques :

On peut faire toutes les hypothèses imaginables sur la compétitivité de la filière à différents horizons.

Il est facile de montrer que le Power to Gas sera difficilement compétitif...avec un fonctionnement sur 1000 heures et une électricité à 70 € le MWh....comparé au prix du gaz naturel ! ... *mais un tel scénario est-il crédible ? En effet les prix de l'électricité observés ces dernières années en Europe sont notoirement inférieurs à 20 euros du MWh sur les 1000 heures les moins chères de l'année !*

Mais on peut montrer aussi, que cette filière trouvera sa pertinence sur des scénarios crédibles à terme. C'est le pari que font les industriels français qui investissent sur des opérations de démonstration, en France et en Europe, non pas par mécénat... mais parce qu'ils croient vraiment aux potentialités industrielles de cette filière dans les 5 à 10 années à venir.

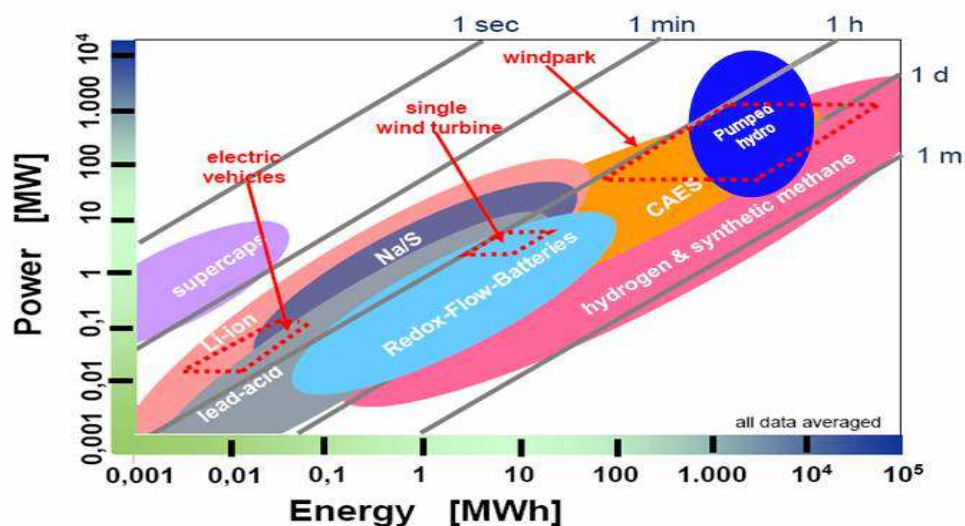
A titre d'illustration, certains scénarios conduisent à un coût de revient du méthane de synthèse inférieur à 150 €/MWh à horizon 2020, qui est du même ordre de grandeur de ce que l'on accepte aujourd'hui pour le biométhane. Les hypothèses associées prennent en compte un CAPEX électrolyseur de 700 €/kW pour une unité de 10 MW (ce qui sera une réalité industrielle dans les 2 ans), et un fonctionnement sur 3500 heures, ce qui semble tout à fait réaliste à cet horizon. De plus, le rendement associé à l'électrolyse + methanation est d'ores et déjà de 60% sur PCI (REX du projet AUDI- Wirtle), avec les technologies

actuelles: nous sommes donc bien au-dessus des 25% évoqués dans la note de E. BEEKER. Par ailleurs, il est important d'intégrer dans les revenus, la valeur de l'ensemble des services apportés au réseau, ainsi que la valorisation des co-produits tels que la chaleur émise dans le cadre de la réaction.

Cette illustration est un exemple parmi d'autre de l'intérêt que peut présenter économiquement la filière. **C'est bien au travers d'opérations de démonstrations en taille réelle, que ces données économiques peuvent être challengées, pour permettre aux industriels de ces domaines de définir les créneaux de marché porteurs et les spécifications des améliorations technologiques nécessaires.**

Si l'on se réfère aux projets en cours outre Rhin, on peut citer les premiers retours d'expérience du projet mené par E-On à Falkenhagen, qui depuis 1 an a injecté 2 millions de kWh dans ses réseaux et le développement associé d'une offre commerciale « Wind-gas », proposée aux consommateurs.

Annexe : Graphe 1

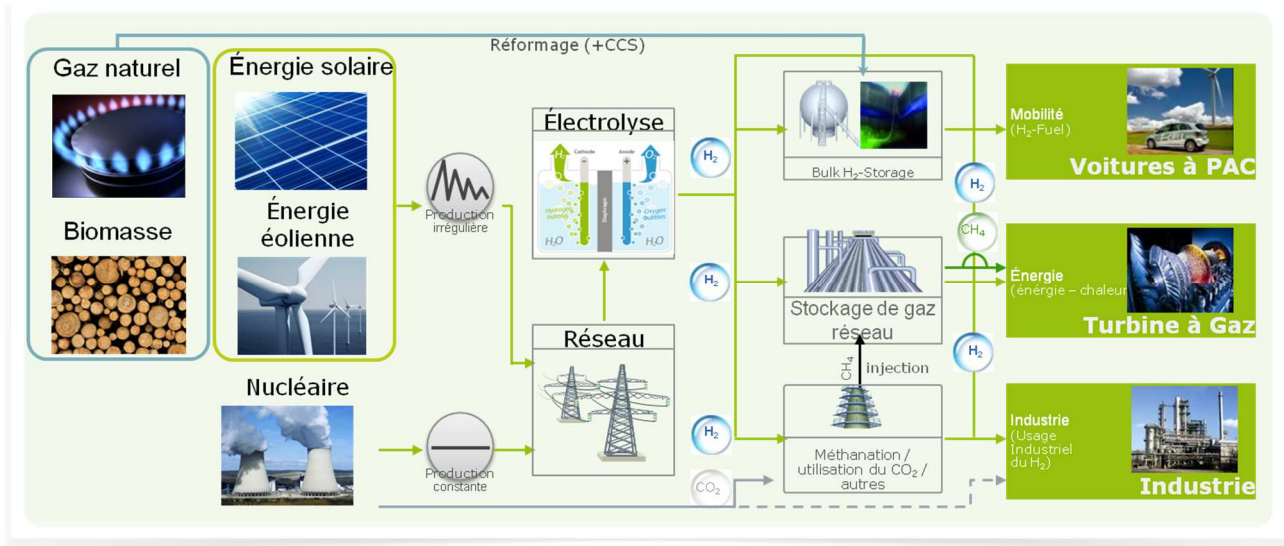


LA MOBILITE HYDROGENE

« Être capable de faire rouler des véhicules à l'hydrogène constituerait l'autre grand débouché énergétique de ce gaz. » (p.6)

« La mobilité H2 vue comme une réponse à la raréfaction des hydrocarbures » (p.6)

Le raisonnement consistant à étudier d'un côté la mobilité hydrogène et de l'autre le stockage de l'énergie est erroné. Il s'agit d'une chaîne de valeur globale de l'hydrogène énergie. Cf schéma ci-dessous



La mobilité H2 n'est pas vue uniquement comme une réponse à la raréfaction des hydrocarbures. C'est aussi une réponse majeure à la réduction des émissions de CO₂ dans les transports, au problème de qualité de l'air dans les villes (0 particule, moteur silencieux), et à l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique et les transports.

Pour mémoire, en 2050, l'ambition Européenne de réduction globale des GES de 80% nécessitera un abattement presque total des émissions issues des secteurs du Transport et de l'Énergie (Objectif de réduction de 95%). Or sur ces deux principaux enjeux de transformation ciblés, **Transport et Énergie**, les technologies de l'**Hydrogène** et de la **Pile à Combustible** comme vecteur de stockage et de conversion d'énergie sont critiques.

Dans le domaine du transport, les véhicules électriques à hydrogène (VEH2) sont aujourd'hui reconnus comme ayant le potentiel de contribuer significativement à la réduction des émissions de CO₂ du transport, de permettre de diversifier le 'mix' énergétique et de réduire l'impact environnemental et sanitaire des technologies de motorisation actuelles. En permettant, une véritable mobilité inter-cités durable, les VEH2 apportent une offre complémentaire aux véhicules électriques à batterie (VEB) centrés sur les utilisations urbaines et à faible autonomie. Ainsi les VEH2 pourront contribuer à plus de 75 % aux objectifs de décarbonation des transports (Rapport de 2010 de McKinsey « *Portfolio of Powertrains for Europe*).Leurs déploiements entraînant le développement de toute la filière, ils permettront également de générer de nouvelles opportunités de marchés sur des technologies de pointe et le développement d'emplois durables en France dans une transition vers une économie bas-carbone.

La première illustration concrète du potentiel de la mobilité hydrogène se trouve dans les plateformes logistiques : des chariots élévateurs équipés de pile à combustible alimentées en hydrogène offrent déjà une alternative compétitive aux chariots élévateurs à batterie. Plus de 5000 unités sont déjà en opération aux Etats Unis chez la plupart des grands opérateurs logistiques (Coca-Cola, Walmart...) permettant des

gains d'efficacité autour de 10%. En Europe Air Liquide a déjà converti sa plateforme logistique de Vatry à cette technologie.

Pour la mobilité individuelle, les VEH2 présentent l'avantage d'une grande autonomie (500 kms pour un véhicule particulier), et un temps de remplissage du véhicule en des temps comparables au temps actuel pour les véhicules classiques (3 à 5 minutes).

« Le troisième marché potentiellement important est celui de la mobilité, où l'hydrogène bénéficie actuellement d'un engouement médiatique sans rapport avec les perspectives réalistes d'avenir. Si tous les maillons d'une chaîne hydrogène ont fait la preuve de leur viabilité technique – la production, le stockage, le transport, la distribution et la reconversion en électricité –, le véhicule à hydrogène ne semble pas en mesure de concurrencer ses équivalents thermique ou électrique avant des années, voire des décennies. » (p.10)

Il paraît difficile de parler de technologie n'ayant pas fait la preuve de sa viabilité technique pour les véhicules électriques à hydrogène, qui se rapproche selon les industriels plutôt du TRL9 sur l'échelle de l'innovation, c'est-à-dire arrivée en phase de pré-commercialisation et de production en petite série.

Les technologies de véhicules électriques à hydrogène disposant d'une autonomie de 500 à 700 km, avec des temps de remplissage de moins de 5 minutes et d'excellentes performances techniques (énergie, aucune émission polluante au point de consommation, confort, nervosité, silence) sont désormais mûres pour être déployées selon les déclarations des constructeurs prévoyant le lancement de pré-séries dès 2015. Tous les paramètres technologiques ont été améliorés, selon eux, notamment :

- Le stockage de l'hydrogène à bord et la taille des réservoirs : développement de réservoirs en composite stockant l'hydrogène à 700 bar et permettant d'embarquer suffisamment d'hydrogène pour une autonomie de 500 à 700km, et ce pour un poids 6 fois moindre que le même volume d'énergie stocké dans une batterie (cf Annexe).
- La place des batteries réduite au strict minimum, et comparable aux batteries actuellement utilisées pour une hybridation légère.
- Le démarrage dans des conditions extrêmes : Les voitures sont maintenant adaptées pour démarrer jusqu'à - 20°C (cf le déploiement de flotte de véhicules au Canada, à Whistler)
- Les piles à Combustible : compacité, composants (notamment pourcentage de platine) et durée de vie.

Si l'on prend l'exemple du constructeur Hyundai :

- 300 prototypes fabriqués
- 4,7 millions de km cumulés de retour d'expérience sur 4 continents, dans toutes les conditions possibles d'usage
- Cahier des charges des performances atteint (durabilité, compacité, fonctionnement en température et environnement sévère, intégration, puissance, autonomie cycle de conduite...)
- Tous les tests de sécurité du véhicule en conditions incidentelles et accidentelles passés avec succès (incendie, collisions, risques hydrogène et électrique)
- Platine recyclable à 98 %
- Ligne de production en petite série (quelques milliers par an) mise en place chez Hyundai et inaugurée le 26 février 2013 en Corée
- Disponible en Californie avec un apport de 3000\$ et une location de 500\$/mois incluant recharge illimitée d'hydrogène.

Ainsi les constructeurs automobiles, tels que Daimler, Honda, Toyota, General Motors, Nissan...ont engagé d'importants moyens dans le développement de VEH2. Les premières commercialisations sont prévues pour 2015. La pertinence des VEH2 a en effet été démontrée par plusieurs études (dont l'étude Européenne 2010 de McKinsey « *Portfolio of Powertrains for Europe* ») et des initiatives de déploiements sont en cours aux Etats Unis, au Japon, en Corée, en Scandinavie, au UK et en Allemagne. Ces initiatives ont pour objectif

de commencer le déploiement d'une infrastructure hydrogène à horizon 2015 (le gouvernement allemand a annoncé l'ouverture de 50 stations à Hydrogène sur l'ensemble de son territoire pour 2015, financées à 50%, 18 sont déjà opérationnelles. Par ailleurs un consortium d'industriels y discutent des conditions d'investissement, de déploiement et d'exploitation de 800 stations à horizon 2022).

« Le coût d'une station est d'environ 1,5 M€. » (p.7)

Ce coût correspond à une station de distribution d'hydrogène de grande capacité, de 200kg/jour pouvant alimenter un parc de 500 véhicules.

Le coût d'une station varie grandement en fonction de la taille de la station, du type de véhicules qu'elle peut alimenter et du génie civil nécessaire pour l'installer.

Sortir le chiffre de son contexte n'a pas de sens. Le paramètre important pour le client et le consommateur est le cout total du véhicule en usage réel.

« À la pompe, le prix hors taxes de l'H2 est encore le double, voire le triple de celui des carburants conventionnels » (p.8)

Le rapport compare un véhicule à hydrogène consommant 1kg d'hydrogène aux 100km de type classe B ou C minimum, à une voiture essence consommant 4.6l d'essence aux 100km, ce qui correspond au gabarit d'une Peugeot 107.

Un véhicule essence de la taille du véhicule pris en compte côté hydrogène dans l'étude a une consommation plutôt de l'ordre de 6-7l/100km. Ceci fait remonter le prix du km de 3.5c€/km à ~5c€/km hors TIPP et ~9c€ en incluant la TIPP, ce qui est atteignable avec les technologies hydrogène, si les progrès technologiques annoncés par les entreprises du secteur sont réalisés.

Par ailleurs, comparer l'hydrogène vert et l'essence au même régime de taxes ne fait pas de sens, l'un étant neutre pour l'environnement et l'autre non. Comparer le prix de l'essence TIPP incluse et TVA exclue au prix de l'hydrogène hors taxe fait par contre du sens, bien qu'on ne sache pas quel sera le régime de taxation qui sera appliqué aux carburants respectueux de l'environnement à l'avenir. Ainsi si on faisait le même type d'analyse pour l'électricité utilisé dans les VEB, il faudrait quintupler le prix de l'électricité pour les VEB afin d'obtenir une même recette de l'Etat qu'avec les véhicules diesel.

« Le véhicule à hydrogène soulève beaucoup d'enthousiasme outre-rhin mais ne semble pas en mesure de concurrencer les véhicules thermiques ni même électriques avant longtemps, les piles à combustible (PAC) manquant de maturité. » (p.1)

« Les piles à combustible sont encore d'un coût prohibitif » (p.8).

« La mobilité hydrogène n'a d'avenir que si le coût des piles à combustible diminue drastiquement » (p.10)

Dans la mobilité, la PAC n'est pas aussi mature que le moteur à combustion, mais (Extrait du MAWP du FCH2 JU) :

“The technological challenges which at the turn of the millennium were identified as critical for the successful implementation of FC in vehicles have all been resolved: start-up and operation in temperatures down to -30°C has been demonstrated; the driving range of today's FCEVs is now 400-600 km; and refuelling times reduced to 3-4 minutes for passenger cars and ~20 minutes for buses. A range of developments over the last 20 years mean that FCEVs are now very reliable, with availability of 98%³ achieved. In terms of performance these passenger vehicles are on the threshold of market introduction. However, to become fully commercially viable, costs for FCEVs still need to be reduced and lifetimes increased.”

³ Availability of FCEVs (including Daimler's F-Cell and Hyundai's iX35) demonstrated in the FCH JU-supported H2movesScandinavia project over more than a year. (

Quant à la maturité des piles à combustible, il est intéressant de relever les données suivantes (FC review 2013) :

- **Puissance totale commercialisée dans le monde pour la seule année 2012 : 167 MW correspondant à 45 700 systèmes pile à combustible toutes applications confondues mais excluant les jouets et le marché de l'éducation**
- **Marché en croissance globale de 30 à 50% par an selon les applications**
- Répartition par applications:
 - o stationnaire (75 % du marché en termes de puissance, 52 % en termes de nombre de systèmes),
 - o suivi du domaine des systèmes portables
 - o transports/mobilité (marché de niches, chariots élévateurs...)
- Répartition géographique : de loin l'Asie 60 %(Japon, Corée) occupe la première place suivi des USA enfin de l'Europe (moins de commercialisation, plus de démonstrations)
- Répartition technologique : trois technologies matures PEMFC MCFC ET SOFC
 - o PEMFC et MCFC se partagent à part égale l'essentiel en terme de MW installés mais la PEMFC rassemble 88% du nombre de systèmes installés du fait de leur plus petite taille;
 - o La SOFC bien que minoritaire est en forte croissance (27 MW, 160 % de croissance entre 2011 et 2012)

« Le déploiement d'une infrastructure de distribution serait de plus d'un coût considérable » (p.1)

Développer une infrastructure de carburants alternatifs est effectivement un coût, qu'il faut mettre en balance des gains qu'elle apporte.

D'après le rapport EU coalition de McKinsey, le développement de la mobilité hydrogène permettrait des économies en termes d'importations de ressources fossiles de l'ordre de 100Md€ sur 40ans pour toute l'Europe.

En France, en terme d'indépendance, les transports continuent de représenter près de 30% de nos consommations énergétiques et, à ce titre, absorbent plus de 70% de nos importations pétrolières, contribuant à notre dépendance énergétique extérieure et au déficit commercial Français pour près de 35 Mds d'€ annuellement sur les 60 Mds de facture énergétique.

Le rapport établi par le Consortium H2 Mobilité en France a par ailleurs montré que le déploiement de la mobilité hydrogène permettrait en France d'épargner 500 M€ entre 2015 et 2030 en terme de santé publique, de créer 700M€ de CA ainsi que de réduire de 1,2Mt de CO2 par an et jusqu'à 10,5Mt en 2050.

Par ailleurs, en France, le consortium H2 Mobilité France propose un déploiement par étape en débutant par les flottes captives, permettant de réduire considérablement le risque et donc le coût des stations.

« Le véhicule à hydrogène est encore très cher (50000€) » (p.6)

C'est un prix à comparer pour ces premiers véhicules, avec un véhicule de même catégorie (SUV).

Par ailleurs les perspectives sur l'évolution du coût des véhicules prévue par les constructeurs ne sont pas prises en compte par l'auteur, alors qu'il s'agit essentiellement d'effet de volume. Les constructeurs pionniers dans la commercialisation des véhicules hybrides ont suivi la même stratégie d'introduction avec des marchés précurseurs dans un premier temps pour ouvrir ensuite sur des marchés de plus grands volumes.

Elles sont les suivantes, telles que données par les constructeurs (MAWP du FCH JU)

Application	Parameter	Unit	2012	FCH-JU target		
				2017	2020	2023
Fuel cell electric passenger cars	Specific FC system cost	€/kW	>500	150	100	75
	Assumed number of units (per year) as cost calculation basis			20 000	50 000	100 000
	FC Vehicle cost (C-segment)	k€	200	70	50	30
	Tank-to-wheel efficiency (vehicle in New European Drive Cycle)	%	40	42	45	48
	Availability	%	95	98	98	99
	FC system Lifetime	hours	2500	5000	6000	7000
	Hydrogen storage system cost	€/kg H2	>3000	800	600	500

« Ce différentiel de prix ne se justifie pas par les émissions de CO2 évitées » (p.8)

Le rapport estime que le surcoût de la mobilité hydrogène est important par rapport aux émissions de CO₂ qu'elle permet d'éviter : ~1000€/tCO₂ évitée. Mais les calculs d'Air Liquide et ceux du CEA, basés sur des données validées par les entreprises du secteur et par le Joint Research Center (Europe) montrent qu'économiser du CO₂ via la mobilité hydrogène coûte beaucoup moins cher et qu'on pourrait atteindre un coût de 100 à 300€/tCO₂. Un tel coût d'évitement du CO₂ positionne la mobilité hydrogène comme un acteur crédible de la transition énergétique.

A noter, l'auteur compare le prix de l'hydrogène au prix du gaz au kWh, sans prendre en compte la différence d'efficacité entre une pile à combustible et un moteur à gaz. Or, il y a un facteur 1.5 - 2 environ en faveur de la pile.

« Le coût de la PAC est donc de 30 000 euros dans le meilleur des cas, ce qui a fait dire en 2009 au secrétaire à l'Énergie des États-Unis, Steven Chu, par ailleurs prix Nobel de physique en 1997, que le VH2 ne pourrait pas voir le jour avant dix ou vingt ans, en raison du niveau technique insuffisant des PAC. Une division de ce coût par un facteur d'au moins 10 est donc le préalable à tout développement significatif de ce type de véhicule. » (p.6)

« L'État de Californie, qui, sous l'impulsion de son gouverneur A. Schwarzenegger, avait décidé de subventionner en 2004 la mise en place de 100 stations-service à l'hydrogène, a suspendu son soutien dès 2008 – en raison du manque de maturité des piles à combustible –, entraînant la fermeture de presque toutes les stations déjà installées. » (p.8)

Les actions des différents gouvernements dans le monde en faveur du développement de l'hydrogène énergie sont mal reflétées et les informations reportées dans la note sur ce point sont trompeuses. La note ne dit pas qu'il y a actuellement 10 stations hydrogène en opérations en Californie, que l'Etat de Californie s'est engagé à investir 110M\$ pour soutenir le développement de l'infrastructure de distribution d'hydrogène pour la mobilité, et qu'il va investir 50M\$ pour la construction de 28 nouvelles stations d'ici à 2015.⁴ Par ailleurs le rapport cite la position de M. Chu

⁴ <http://www.arb.ca.gov/newsrel/newsrelease.php?id=642>

(secrétaire américain à l'Énergie et Prix Nobel de physique en 1997) qui pensait en 2009 que : « le VH2 ne pourrait pas voir le jour avant dix ou vingt ans, en raison du niveau technique insuffisant des PAC ». Mais il omet de rappeler que seulement 3 ans après (2012), **M. Chu a reconnu avoir changé d'avis en ce qui concerne l'hydrogène** du fait des nouvelles techniques développées pour fabriquer l'hydrogène à partir du gaz naturel ainsi que les baisses de coûts et les améliorations apportées aux technologies liées au véhicule. **Toyota annonce par exemple avoir réduit de 95% le prix de ses véhicules à hydrogène au cours des 10 dernières années**, principalement en diminuant la taille de leurs piles à combustible et en identifiant de nouveaux matériaux moins onéreux pour la fabrication des réservoirs⁵. Sans mentionner les développements en cours au niveau européen (FCH JU, 1,4 Mds d'Euros), Allemand (près de 1Mds d'Euros sur les 10 dernières années), Japonais, DOE (Department of Energy) aux Etats-Unis.

LES MARCHES DE NICHE (p.9)

Quant au marché des piles à combustible stationnaires résidentielles, il est devenu une réalité commerciale au Japon depuis 2009, à la suite d'un programme de démonstration à grande échelle entre 2003 et 2008. A ce jour près de 70 000 systèmes, appelés ENE FARM, ont été vendus au Japon. En 2014, plus de 50 000 nouvelles installations sont prévues. On retrouve des piles de type PEMFC majoritairement (>90%) avec PANASONIC et TOSHIBA comme principaux acteurs. Depuis 2013, des systèmes à piles SOFC sont également commercialisés, par JX NIPPON OIL et AISIN SEIKI principalement.

Ces piles résidentielles ont atteint une maturité technologique élevée, et les coûts initialement élevés en 2009 ont fortement chuté de près de 60% sous l'effet de la production de masse (plus de 20 000 unités produites par an et par constructeur).

Afin de poursuivre cette baisse des coûts, les constructeurs japonais s'attaquent désormais au marché européen, en ayant signé des collaborations de co-développement avec les grands groupes européens : VIESSMANN et PANASONIC, BDR Thermea et TOSHIBA, BOSCH et AISIN.

Le système VIESSMANN/PANASONIC est d'ailleurs commercialisé en Allemagne depuis début 2014.

En Europe, en dehors des collaborations avec des entreprises japonaises, de nombreux constructeurs européens disposent aujourd'hui de technologie dont la maturité est compatible avec des programmes de démonstrations, tels que le projet européen ENE FIELD (2013-2017), qui vise à installer plus de 1000 piles à combustible résidentielles en Europe, y compris en France. A ce jour, il ne s'agit plus de mener de la R&D fondamentale sur ces systèmes, mais bel et bien de soutenir leur développement par le biais de démonstrations notamment.

Les piles stationnaires deviennent également une réalité commerciale aux Etats-Unis et en Corée du Sud, pour des applications de cogénérations de puissances intermédiaires (de 100 kW à 1 MW), ainsi que pour de production « pure » d'électricité, comme la mise en route en 2013 d'une centrale de 60 MW à piles de type MCFC en Corée du Sud par POSCO POWER.

Les performances énergétiques des piles résidentielles ont également fortement progressé :

- PANASONIC, PEMFC de 0,75 kW : rendement électrique (RE) de 40% et rendement total (RT) de 95%
- TOSHIBA, PEMFC de 0,7 kW, RE 37% et RT de 95%
- AISIN, SOFC de 0,7 kW, RE de 47% ; RT de 90%
- CFCL : SOFC de 2kW, RE de 60%, RT de 85%

⁵ http://www.washingtonpost.com/business/capitalbusiness/hydrogen-cars-met-with-mix-of-excitement-and-skepticism-in-washington/2014/01/26/5b4b3e28-842a-11e3-9dd4-e7278db80d86_story.html

De telles piles résidentielles permettent des gains très significatifs en énergie primaire, entre 30 et 50%, par rapport aux solutions actuelles de référence (chaudière à condensation et réseau électrique). Ces systèmes pourront jouer un rôle majeur dans l'atteinte des objectifs de performances énergétiques des bâtiments à l'horizon 2020, pour obtenir des bâtiments à consommation en énergie primaire quasi-nulle (label BEPOS)

Ce marché du stationnaire résidentiel n'est plus un marché de niche mais se transforme en marché de masse et démontre clairement que le stade de la commercialisation est déjà en route.