Les systèmes hydrogène : quels usages avec quelles technologies ?

Thierry Priem*, Christine Mansilla*, Sylvie Aniel-Buchheit*, Alain Le Duigou*, François Le Naour*, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne*

@ 92118

L'hydrogène est historiquement utilisé comme produit chimique dans l'industrie. En tant que vecteur énergétique, il sert depuis quelques décennies à la propulsion spatiale. Plus récemment, il a pénétré deux nouveaux marchés de niche : les chariots élévateurs et les systèmes de secours (dans certains contextes). Audelà de ces marchés de niche, le potentiel des systèmes hydrogène se révèle dans leur « polyvalence » qui permet de créer des synergies entre des applications extrêmement diverses, permettant à l'hydrogène de jouer un rôle potentiellement significatif pour la transition énergétique. Le développement des technologies qui composent la filière est une condition nécessaire.

Dans un contexte de transition énergétique caractérisé par une pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes, la question se pose de l'apport possible des systèmes hydrogène, à savoir de l'usage de l'hydrogène pour diverses applications, mettant en œuvre différentes filières. Cet article propose de dresser un panorama des usages de l'hydrogène et un état des lieux des technologies mises à contribution par la filière.

1. L'hydrogène : un élément, des applications multiples

La quasi-totalité de l'hydrogène aujourd'hui produit est utilisée dans l'industrie chimique. L'hydrogène est pourtant un élément polyvalent qui peut être utilisé dans des applications extrêmement diverses, tout en étant une passerelle entre vecteurs énergétiques [Dickinson et al., 2017; Hydrogen Council, 2017].

Marchés de l'hydrogène gaz industriel

L'hydrogène est tout d'abord un gaz industriel, en cela qu'il est principalement produit pour un usage industriel. Aujourd'hui, l'hydrogène produit au niveau mondial est utilisé à 53 % dans la production d'ammoniac, principalement pour la fabrication des engrais azotés et 31 % dans le raffinage du pétrole, le reste étant réparti entre diverses autres applications [Durville et al., 2015].

À court terme, ce marché de l'hydrogène industriel est clé pour amorcer les usages de l'hydrogène. Il comporte trois facettes. Le « verdissement » des usages industriels de l'hydrogène (raffineries, industries chimiques dont production d'ammoniac, sidérurgie, etc.) est un premier levier. C'est d'ailleurs l'objet de la première mesure du Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique annoncé au mois de juin par Nicolas Hulot : introduire 10 % d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel d'ici à 2023

^{*} CEA (voir biographies p. 79-80).

(soit environ 100 000 t) et 20 à 40 % d'ici 2028 [Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2018]. Aujourd'hui, la production de cet hydrogène industriel repose à 96 % sur l'utilisation de ressources fossiles (principalement par vaporeformage du gaz naturel) et pour les 4 % restants sur l'électrolyse de l'eau chargée en saumure pour la production de chlore. La massification de la production d'hydrogène bas-carbone générée par cette demande pourra ainsi amener à réduire les coûts de certaines technologies que nous détaillerons plus loin, telles que l'électrolyse, pour ensuite pénétrer de nouveaux marchés.

En parallèle, la mise à disposition d'hydrogène produit par certains industriels (hydrogène fatal ou surproduction, e.g. provenant de l'industrie de production du chlore) permettrait de démarrer ces nouveaux marchés, dont la mobilité, avec un coût d'hydrogène suffisamment bas (le coût d'opportunité évalué est inférieur à 1,5 €/kg_{H2}).

Le troisième volet est l'utilisation industrielle de l'hydrogène pour traiter les émissions de CO₂ (pour valoriser par exemple les émissions des cimenteries). Combiné à l'hydrogène,

le dioxyde de carbone pourra par exemple générer du méthane de synthèse pouvant être utilisé pour les besoins de mobilité lourde de l'industriel, ou bien être injecté dans le réseau de gaz. Les coûts du procédé de méthanation étant élevés, ce type de débouché ne pourra se développer qu'en lien avec une politique très volontariste sur le prix du carbone (et/ou associée à une réglementation contraignante sur les émissions industrielles). Plus généralement, la production d'hydrogène sur site pourra être utilisée pour alimenter des chariots élévateurs ou véhicules de service, et en complément être mise à disposition dans une station-service en périphérie du site industriel.

Marchés de la mobilité

Le transport est le deuxième secteur le plus émetteur de CO₂ au niveau mondial après la production d'électricité, et, qui plus est, ses émissions sont diffuses et non captables. Sa décarbonation est donc un enjeu majeur pour le climat. La pollution qu'il engendre au niveau des grandes agglomérations en fait aussi un problème de santé publique. L'électrification des transports est donc aujourd'hui une priorité, voire une « urgence » si l'on s'en réfère

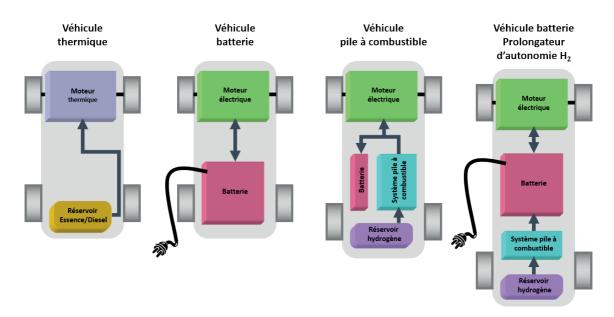


Figure 1. Les différentes technologies

aux échéances annoncées tant par la France (fin de mise sur le marché de véhicules nouveaux à essence ou diesel à l'horizon 2040) que par d'autres pays comme la Chine qui annonce aujourd'hui une politique similaire.

Si la nécessité de développer rapidement un transport durable semble faire de la mobilité le marché plus accessible à moyen terme pour l'hydrogène, les incertitudes sur les éléments contextuels sont nombreuses : évolution du prix du pétrole, valorisation du CO, performances des technologies concurrentes (moteurs à combustion interne (« 2 litres au 100 »), autres technologies à gaz « vert » et véhicules électriques). La comparaison avec le véhicule électrique (VE) à batterie doit ainsi être soulevée. Pour un même service rendu (par exemple pour un nombre de kilomètres parcourus), il existe un facteur 2 à 3 en termes de besoins en énergie électrique entre les VE à batterie et les VE à hydrogène, la consommation étant actuellement très inférieure pour les VE à batterie. Cependant les VE à hydrogène présentent des avantages non négligeables en termes d'autonomie (kilométrage augmenté et surtout prévisible), et de temps de recharge. Ceci positionne les technologies hydrogène sur les transports lourds et/ou longue distance et/ou les usages intensifs. La question reste sur le potentiel des batteries à réaliser le saut technologique qui changerait la donne. Un autre atout du vecteur hydrogène est de faciliter la convergence habitat/mobilité (autrement dit les synergies entre secteurs), l'hydrogène permettant la cogénération électricité - chaleur pour répondre aux besoins du bâtiment, en facilitant une mutualisation et une complémentarité des vecteurs et des usages (dès lors, bien sûr, que l'hydrogène est fortement décarboné).

On notera de plus que deux positionnements sont possibles [Le Duigou et Smatti, 2014]. L'hydrogène se positionne en alternative aux batteries lorsque le moteur n'est mû qu'au moyen de la pile alimentée en hydrogène, ou en complément des batteries dans le cas du prolongateur d'autonomie, ou « range-extender » : l'ensemble pile et réservoir d'hydrogène

rechargent alors en continu la batterie qui meut le moteur.

La solution technologique consistant à prolonger l'autonomie des véhicules électriques à batterie au moyen d'une pile à combustible (PAC) alimentée par un réservoir d'hydrogène présente en effet un intérêt du fait d'une diminution de la puissance de la PAC, par comparaison à un véhicule « *Full-Power* » (toute la puissance vient de la PAC), car la PAC est alors dimensionnée sur la vitesse moyenne du véhicule (typiquement 5 à 20 kW en fonction des usages) et non plus sur la puissance maximale (typiquement de 60 à plus de 100 kW). Les avantages sont les suivants :

- le coût des véhicules est diminué de 65 % par comparaison à une solution uniquement basée sur la pile à combustible [Mobilité Hydrogène France, 2014];
- la PAC « *range-extender* » peut être installée en tant qu'option d'un véhicule électrique à batterie, ce qui évite d'avoir à investir dans un nouveau véhicule ;
- la charge en matériau critique platine de la PAC est très sensiblement réduite, en général d'un facteur 5 voire plus en comparaison d'un véhicule « *Full-Power* ».

Concernant la mobilité, il est donc important de segmenter le domaine pour clarifier la place respective des technologies à faible empreinte carbone (électromobilité à batteries et/ ou hydrogène, GNV). Sur les véhicules légers et les véhicules urbains, l'électromobilité est une réponse très pertinente au problème de la pollution urbaine, à la décarbonation locale et non captable de la mobilité, globale quand elle s'accompagne de la décarbonation du mix électrique. Les solutions à batterie pures sont déjà en phase de commercialisation pour la mobilité de flottes (utilitaires, bus), et sur la mobilité pour les particuliers. Mais même si des progrès sont annoncés tous les jours sur les batteries (allongement de l'autonomie, réduction du temps de recharge, augmentation de la durée de vie...), on identifie des limites technologiques vis-à-vis de certains usages intensifs : le transport en commun en zone

urbaine, le transport ferroviaire et le transport utilitaire.

Plus d'une centaine de bus hydrogène ont déjà été testés en Europe depuis une quinzaine d'années, et plusieurs millions de kilomètres ont ainsi été parcourus. Tout récemment, la ville de Pau s'est engagée à mettre en place une flotte de bus à hydrogène dès 2019. À l'heure actuelle, 75 taxis hydrogène HYPE composent la flotte opérée à Paris. La société vise 200 véhicules d'ici la fin de l'année, 600 avant fin 2020. Citons également le projet Zero Emission Valley dans le cadre duquel la région Auvergne-Rhône-Alpes veut déployer 20 stations hydrogène et une flotte de 1 000 véhicules (principalement utilitaires).

L'hydrogène est aussi intéressant pour la décarbonation du système ferroviaire lorsque celui-ci n'est pas actuellement électrifié. De nombreuses lignes restent encore desservies par des locomotives diesel (40 à 50 % en Allemagne et 20 % en moyenne en Europe). De fait, Alstom développe depuis 2013 une technologie de locomotive alimentée par l'hydrogène converti en électricité par une pile à combustible, ceci avec le soutien financier du gouvernement allemand et des Länders. Il vient de tester en mars 2017 un premier train à hydrogène en Allemagne, ces premiers essais s'avérant très prometteurs.

Aujourd'hui, les vrais marchés déjà opérationnels sur la mobilité hydrogène concernent les flottes captives. Elles présentent notamment l'avantage de ne pas nécessiter une infrastructure de distribution d'hydrogène répartie : la rentabilité est plus rapidement atteinte. Comme le DOE l'a démontré, le marché des chariots élévateurs est par exemple déjà rentable aux États-Unis : la manutention étant une opération externalisée, les chariots élévateurs sont utilisés 24 h/24 et un chariot élévateur hydrogène remplace 3 chariots électriques [Devlin, 2017]. Mais le potentiel le plus important réside dans les flottes de véhicules utilitaires. qu'ils soient attachés aux collectivités ou propriétés industrielles. La logistique dite du « dernier kilomètre » (livraison en centre urbain à

partir des centres logistiques périurbains par des véhicules lourds pour lesquels la solution électrique batteries n'est pas pertinente, le but étant à la fois de réduire la pollution urbaine et les nuisances sonores particulièrement durant la nuit), est un marché d'amorçage probablement stratégique.

La difficulté d'un déploiement des véhicules Full-Power tient dans la mise en place du réseau de distribution d'hydrogène. La plupart des pays ayant fait le pari de l'hydrogène pour la mobilité (Japon, Californie, Allemagne, Corée) ont pourtant fait le choix de déployer rapidement des véhicules Full-Power afin d'atteindre le plus rapidement possible le marché de masse que représente le véhicule particulier. Cela a permis de lancer la commercialisation de plusieurs modèles (Mirai de Toyota, iX35 de Hyundai ou Clarity de Honda) et d'atteindre mi 2018 le chiffre de 8 000 véhicules circulant dans le monde (900 en Europe, 2 400 en Asie et 4 700 en Amérique du Nord).

Pour contourner la difficulté du maillage de stations de distribution, les Japonais et les Californiens ont pris le parti de cibler les grosses agglomérations. Par opposition, la stratégie allemande, qui se base sur un maillage de l'ensemble du territoire, s'avère difficile à l'usage car la distance entre stations n'autorise pas les particuliers à prendre le risque d'investir dans un véhicule qu'ils ne pourraient pas recharger près de chez eux et dans leur sphère de déplacement habituelle.

La stratégie française, basée sur le déploiement de véhicules de flottes, ne cherche pas à adresser ce marché des véhicules particuliers avant 2023-2024. Dans un premier temps le marché visé pour les véhicules Full-Power concernera des domaines à usage intensif auquel se prête mal le véhicule électrique à batterie du fait des temps de recharge : taxis, minibus, bus et auto partage.

À l'instar du marché des chariots élévateurs la société STEP (Société de Taxis Électriques de Paris) a ainsi déjà qualifié son modèle d'affaires en mutualisant un taxi pour 3 chauffeurs. Le véhicule fonctionne ainsi en mode 24 h/24 – 7 jours/7 hors période d'entretien, ce qui permet d'amortir plus rapidement l'investissement. Plus de 70 taxis, des Hyundai iX35 et des Toyota Mirai, devraient bientôt être accessibles aux Parisiens et aux touristes.

Enfin, même si l'avion électrique reste une vision encore lointaine, le monde de l'aéronautique s'intéresse de près à l'hydrogène. C'est aussi le cas de l'industrie spatiale, marché précurseur de l'hydrogène énergie, dont l'histoire remonte aux programmes spatiaux (Gemini, Apollo) qui utilisaient des piles à combustible pour l'alimentation électrique à bord puis pour la propulsion des engins spatiaux (moteur Vulcain de la fusée Ariane) par pure réaction hydrogène/oxygène, cette dernière restant assez spécifique. Cet acquis est finalement peu valorisé dans les développements nouveaux de l'hydrogène, car le mode de propulsion est propre aux engins aéronautiques et peu ou pas transposable aux modes de déplacement terrestres, et le stockage de l'hydrogène se fait de plus en mode cryogénique (pour maximiser la densité énergétique et minimiser ainsi le volume), ce qui a été testé mais est peu adapté à l'usage intermittent des véhicules terrestres.

Marché du *Power-to-Gas* pour le stockage et le transport de l'énergie produite par les énergies renouvelables

Hors mobilité, l'hydrogène est souvent présenté comme un vecteur capable de stocker le surplus des énergies renouvelables qui ne manqueront pas d'apparaître lorsque leur taux de pénétration dans le mix énergétique sera conséquent. La Figure 2, établie par une étude conjointe de l'ADEME et GRTGaz en 2014 montre les technologies de stockage de l'électricité dans un diagramme capacité (MWh)/ durée de stockage.

Les solutions hydrogène, et plus particulièrement l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, pourraient devenir indispensables au déploiement des énergies renouvelables à caractère intermittent. Cette intermittence des énergies renouvelables (EnR) sera gérée par des systèmes à batterie à l'échelle de la journée, par des stations de pompage ou des stockages à air comprimé (CAES) pour des durées de quelques jours, mais basculeront sur des technologies de stockage d'énergie basées sur l'hydrogène pour une gestion nécessitant un stockage sur une durée supérieure à la

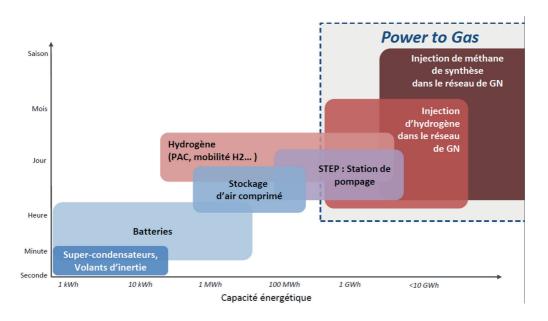


Figure 2. Le positionnement des différentes technologies de stockage d'énergie Source : ADEME/GRTgaz

semaine et allant jusqu'à l'échelle des variations saisonnières, s'il en est besoin.

Sur le plan environnemental, l'hydrogène mélangé au gaz naturel réduit non seulement les émissions à l'usage (par substitution) mais évite aussi, dans la proportion du mélange bien entendu, des fuites de méthane très nocives en termes de gaz à effet de serre. Le mélange dont le PCI pourrait varier représente toutefois un risque potentiel pour les installations industrielles.

La synthèse de CH₄ par méthanation (procédé de recombinaison d'hydrogène et de CO₂) permettrait une injection dans les réseaux de gaz naturel sans limitation. L'économie de cette voie serait cependant encore plus difficile que l'injection directe en raison du surcoût induit par l'étape de méthanation (cette étape représente un coût d'investissement de l'ordre du coût d'investissement dans les électrolyseurs [Schiebahn et al., 2015]).

Marché des combustibles de synthèse et des molécules d'intérêt (*Power-to-Liquids*, *Power-to-Chemicals*)

Dans le même esprit que le Power-to-Methane décrit ci-dessus, il est possible de synthétiser d'autres chaînes carbonées telles que le méthanol, l'acide formique, le DME, le diesel, le kérosène, etc. Ces molécules intéressent directement le domaine de l'énergie pour servir soit d'additifs aux carburants actuels, soit de combustibles de synthèse en substitution aux combustibles fossiles. Elles peuvent également constituer des molécules à haute valeur ajoutée pour la chimie ou certains usages autres qu'énergétiques. Les procédés utilisés pour cela se décomposent en deux étapes : une étape de production d'hydrogène, en général de l'électrolyse, suivie d'une étape de synthèse (le procédé le plus connu et le plus utilisé étant le procédé Fischer-Tropsch).

La cogénération

Le Japon s'est d'ores et déjà engagé dans le déploiement de chaudières de micro cogénération, alimentées en gaz naturel, produisant chaleur et électricité pour l'habitat individuel et l'habitat collectif (230 000 unités installées fin 2017, l'hydrogène est produit par un reformeur intégré à la chaudière). Le coût élevé de l'énergie au Japon permet d'envisager d'amortir en moins de 7 ans l'équipement de ces chaudières dont le coût reste élevé (environ 8 000 € l'unité pour un système de l'ordre du kWe) et pour laquelle une aide publique de 870 € vient réduire le coût pour le particulier. Sur le même segment de marché, des hubs énergétiques pour les bâtiments et quartiers à énergie positive sont maintenant proposés par des start-ups et des PME françaises (e.g. McPhy, Sylfen). Ces systèmes sont capables de produire de l'hydrogène par électrolyse à partir d'énergie solaire ou éolienne, de le stocker, puis de restituer tout ou partie de cette énergie sous forme d'électricité et de chaleur pour l'habitat, le complément d'hydrogène pouvant servir à alimenter une petite borne de distribution d'hydrogène pour un ou plusieurs véhicules à pile à combustible. Les modes de stockage sont divers et adaptés aux spécificités des usages (taille, besoin connexe de chaleur ou non, rythme de stockage et déstockage et profondeur des cycles).

Les services réseaux

Quel que soit le marché visé pour la molécule d'hydrogène, il est utile (voire indispensable) de considérer le service rendu dans son ensemble, notamment via la fourniture de services système. Considérer la chaîne de la valeur de façon plus large, à savoir le marché pour l'« élément hydrogène » lui-même auquel s'ajoute le service rendu au cours de sa production, est susceptible d'améliorer significativement l'économie de l'ensemble [Guinot et al., 2015 ; Guinot et Mansilla, 2016].

La production d'hydrogène peut en effet constituer une demande flexible capable d'absorber tout surplus de production d'électricité

par rapport à la demande ou de pallier une éventuelle limite (locale notamment) de la capacité d'absorption par le réseau [Bennoua et al., 2015; Caumon et al., 2015; Cany et al., 2017]. Le modèle économique dépendra du contexte dans lequel cette offre de flexibilité sera appelée (mécanisme d'ajustement mis en place par RTE pour assurer l'équilibre production/consommation, volonté des producteurs de valoriser une production non appelée par le réseau...) et de l'usage prévu pour l'hydrogène produit. La production d'hydrogène sera alors en concurrence avec tout type de demande flexible (stockage, VE...) et toute capacité d'effacement disponible (suivi de charge des centrales nucléaires, effacement proposé par l'industrie électro-intensive ou des agrégateurs...).

Et la sécurité ?

La sécurité de l'usage est au cœur de tous les développements technologiques. Les systèmes hydrogène ne font pas exception. Les réservoirs et canalisations d'hydrogène sont dimensionnés pour respecter les normes de sécurité. Pour les réservoirs embarqués dans des véhicules (350-700 bar), l'homologation prévoit un ensemble de tests (résistance en pression, test au feu, crash test, tir à balles réelles, etc.) assurant l'intégrité du réservoir, et ce même en conditions accidentelles. Au-delà du réservoir, un véhicule hydrogène est équipé d'organes de sécurité (fusible thermique ou de pression, évents, etc.) assurant le relâchement de l'hydrogène dans des conditions non explosives en cas d'accident (incendie, choc), lorsque le réservoir risque une perte d'intégrité.

Par ailleurs, les pompiers ont aussi des formations spéciales pour gérer des incendies hydrogène (une flamme hydrogène émet dans l'infrarouge et n'est donc pas visible, d'où des précautions particulières pour les personnes intervenant sur un feu hydrogène) [ADEME 2015a; ADEME 2015b].

2. Des technologies pour la transition énergétique

Différentes technologies ont été évoquées jusqu'ici. Rentrons à présent plus dans le détail des composants de la « filière hydrogène ».

À l'heure actuelle, même s'il a pu être mis en évidence à l'état natif de manière très dispersée dans certaines régions du Globe [Charlou et al., 2010 ; IFPEN, 2013], l'hydrogène est considéré comme un vecteur d'énergie, c'est-à-dire qu'il doit être produit à partir d'une source primaire grâce à un procédé de conversion. La filière hydrogène se décompose donc en les différents éléments suivants :

- production;
- transport et distribution ;
- stockage;
- utilisation.

La production

Au niveau mondial, l'essentiel de la production se fait à partir de sources fossiles (96 %) :

- 49 % par vaporeformage de gaz naturel (SMR en anglais),
- 29 % par oxydation partielle des hydrocarbures liquides dans les raffineries,
 - 18 % par gazéification du charbon.

Seuls 4 % de la production sont obtenus par le procédé d'électrolyse chlore-soude dédié à la production de chlore, l'hydrogène étant un sous-produit de cette filière. La part de production par électrolyse directe de l'eau est quasi nulle aujourd'hui. Pour pénétrer plus avant ce marché, l'hydrogène produit par électrolyse devra donc être compétitif, notamment par rapport à l'hydrogène produit par vaporeformage du méthane. Le coût de ce dernier est actuellement compris entre 1,5 €/kg et 2,5 €/kg⁴. Son évolution dépendra de l'évolution du prix du gaz et du prix donné à la tonne de CO₂ émise par ce procédé sachant que la production d'un kilo d'hydrogène par vaporeformage conduit à émettre environ 10 kg de CO2 (ce qui reviendrait, à titre d'exemple, à un surcoût d'environ 1 €/kg pour une taxation de 100 €/tCO, et à un surcoût de 15 cts/kg pour la

valorisation de la tCO₂ actuelle sur le marché des ETS (environ 15 €).

Les méthodes permettant de produire un hydrogène « vert » à partir de ressources renouvelables, sont les suivantes :

- l'électrolyse de l'eau ;
- la dissociation thermochimique de l'eau : les cycles thermochimiques ;
 - la photo-électrolyse de l'eau ;
- la transformation thermochimique de la biomasse ;
- la bioproduction d'hydrogène par des organismes photosynthétiques.

Actuellement, seule l'électrolyse de l'eau permet une production d'hydrogène à un niveau industriel. Il existe 3 principales technologies d'électrolyseurs : alcalines, à membrane polymère (PEM pour *Proton Exchange Membrane* en anglais), et à haute température (SOEC pour *Solid Oxyde Electrolyser Cell* en anglais).

L'électrolyse alcaline (rendement actuel du système électrolyseur : environ 65 %) est une technologie mature et disponible à tout niveau de puissance et capable de faire du suivi de charge de 20 à 100 % mais a peu de perspectives d'évolution. Notons toutefois que l'essentiel des électrolyseurs commercialisés et en fonctionnement dans le monde sont des électrolyseurs chlore-soude, et non des électrolyseurs dédiés à la production d'hydrogène à partir de la décomposition de l'eau. Signalons également que le fonctionnement de ces électrolyseurs est en mode continu, et que leur utilisation en suivi de profils des énergies renouvelables demande quelques évolutions,

en particulier le seuil de 20 % de la puissance nominale pour le déclenchement de ces systèmes.

L'électrolyse à membrane polymère (rendement système actuel : environ 65 %-70 %) est disponible actuellement pour des petites puissances (en développement pour des grosses puissances avec cependant une offre commerciale déjà présente dans la gamme du MW) et capable de faire du suivi de charge de 0 à 100 %. Cette technologie souffre cependant d'un coût d'investissement plus élevé du fait d'une utilisation de métaux rares (notamment du platine et de l'oxyde d'iridium ou de ruthénium comme catalyseurs), ainsi que de titane pour les plaques bipolaires. Des recherches sont en cours pour limiter voire se passer de l'utilisation de matériaux nobles, mais explorent également les voies qui permettraient leur recyclage. Signalons sur cette technologie qu'elle n'est pas réversible car les catalyseurs en mode pile et en mode électrolyse ne sont pas les mêmes (Pt pour pile, Pt+Ru/Ir pour électrolyse), et que le fonctionnement en mode diphasique (liquide/gaz) induit des difficultés technologiques délicates à traiter.

Enfin, l'électrolyse à haute température (rendement actuel : environ 80 % ; environ 90 % si on dispose de chaleur ou de vapeur à 150 °C) est la plus prometteuse. La montée en température offre en effet des perspectives de réduction des coûts de production tant par l'augmentation du rendement que par l'économie du catalyseur. Cette montée en température nécessite cependant d'adresser la question du maintien dans le temps des performances

Technologie	Électrolyte	Température de fonctionnement	Pression de fonctionnement
Alcaline	Solution KOH	70 – 160 °C	3 – 30 bar
PEM	Membrane perfluorée sulfonique	80 °C	15 – 50 bar
SOEC	Zircone yttriée (YSZ)	800 – 1 000 °C	1 – 10 bar

Tableau 1. Les différentes technologies d'électrolyse de l'eau

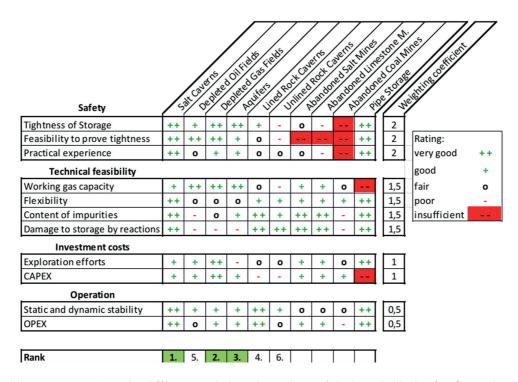


Tableau 2. Comparaison des différentes solutions de stockage géologique de l'hydrogène [HyUnder, 2013]

(déformation et vieillissement des matériaux sous haute température). Cette technologie a le mérite d'être réversible car elle ne comporte pas de catalyseurs (la température accélère les processus électrochimiques) et que tout se déroule en phase gazeuse. Cela lui confère un avantage économique additionnel par rapport aux solutions alcalines et PEM pour toutes les applications de *Power-to-Power*, car elles ne nécessiteront qu'un seul investissement là où il faudra une pile plus un électrolyseur dans le cas des technologies non-réversibles.

Les analyses économiques effectuées sur ces technologies d'électrolyse montrent qu'elles peuvent être compétitives, à terme, comparativement au procédé de vaporeformage. Le coût des électrolyseurs, bien qu'il ait diminué au cours des dernières années (de l'ordre d'un facteur 3 depuis 5 ans), peut encore être significativement abaissé d'ici 2030 (le FCH-JU vise une réduction d'un facteur 2 par rapport à l'état de l'art actuel [FCH-JU, 2014; FCH-JU, 2018]). Ces études sont complexes, car elles utilisent des hypothèses sur les projections de

coûts de l'électricité et du gaz qui dépendent fortement de paramètres géopolitiques et de politiques énergétiques. Elles dépendent également des développements industriels réalisés sur cette filière et des volumes de production annuelle d'électrolyseurs.

Les autres procédés de production d'hydrogène cités plus haut demeurent tous à l'état de démonstrateurs à l'échelle du laboratoire. Seuls les cycles thermochimiques (par exemple le cycle iode-soufre) ont fait l'objet de démonstrateurs à plus grande échelle mais la plupart des développements ont été ralentis, voire abandonnés par la plupart des pays en raison du coût de production de l'hydrogène prohibitif comparé à celui de l'électrolyse.

La feuille de route stratégique hydrogène énergie et piles à combustible de l'ADEME de 2011 décrit l'émergence des différentes technologies de production d'hydrogène à l'horizon 2020 [ADEME, 2011]. Elle prévoit sur le très court terme l'émergence de l'électrolyse PEM et du reformage du biogaz ; ce qui est d'ores et

déjà le cas. L'électrolyse haute température ainsi que les procédés de bioproduction devraient quant à eux voir le jour sur le plus long terme au-delà de 2020.

Le stockage

Un des points clefs lorsque l'hydrogène est produit massivement à partir des EnR est son stockage en quantités importantes. Des cavités géologiques peuvent être adaptées si l'imperméabilité et la faible pollution d'origine organique ou minérale sont démontrées à un coût d'exploitation peu élevé (le coût du stockage ne représente que quelques pourcents du coût total [Le Duigou et al., 2017]). La disponibilité de telles formations géologiques est par ailleurs un autre élément limitant pour cette solution de stockage massif de l'hydrogène.

En comparant différentes solutions de stockage souterrain vis-à-vis de la sécurité, de la faisabilité technique et des coûts d'investissement et de fonctionnement, le projet européen HyUnder a démontré que les cavernes salines étaient l'option la plus favorable [Le Duigou et al., 2017], étant déjà exploitées, certaines depuis très longtemps, dans plusieurs sites aux États-Unis et au Royaume-Uni.

À petite et moyenne échelles, il existe à ce jour différentes technologies pour stocker localement l'hydrogène, à savoir :

- stockage gazeux sous hautes pressions (200-700 bar);
- stockage liquide cryogénique (- 253 °C) ;
- stockage sous hydrures métalliques (Mg, La-Ni...) ;
- stockage sous hydrures chimiques (NaBH₄, LiBH₄...);
- stockage par physisorption sur matériaux nanoporeux (nanostructures de carbone, zéolithes...).

Chacune de ces technologies présente des avantages et des inconvénients en fonction de l'application visée. Le stockage liquide cryogénique permet d'atteindre les meilleures densités volumique et massique, surtout pour de grands volumes. En revanche, le phénomène du *boil-off* (fuite régulière de l'hydrogène gazeux afin d'éviter les surpressions dans le réservoir) rend le stockage cryogénique inadapté pour de faibles volumes et pour des usages intermittents comme celui du véhicule individuel.

À l'inverse, le stockage sous haute pression présente un taux de fuite particulièrement faible et des vitesses de remplissage du réservoir élevées. Toutefois, les densités massique et volumique demeurent en deçà de celles du stockage liquide. Les calculs effectués par les instances internationales pour le stockage embarqué de l'hydrogène dans un véhicule ont très tôt mis en avant les deux pressions standardisées de 350 bar et 700 bar, cette pression élevée étant nécessaire pour répondre aux enjeux d'autonomie supérieure à 500 km pour un véhicule pour particulier. Le coût actuel des réservoirs de type IV (liner polymère + bobinage fibres de carbone) est de l'ordre de 600 €/kgH₂, coût qui devrait baisser à 320 €/kg pour atteindre les objectifs commerciaux pour le marché de masse de la mobilité.

Le stockage sous forme d'hydrure, quant à lui, présente une capacité volumique très importante, et a une énergie massique relativement faible, ce qui le prédispose plutôt pour des applications stationnaires ou pour des applications où le poids peut être un avantage comme pour les engins de manutention ou certains bateaux nécessitant un lest (contrepoids d'une charge en élévation, quille de bateau...). Les hydrures métalliques sont tous réversibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent être chargés ou déchargés sur le lieu d'usage. Les hydrures métalliques sont ainsi envisagés principalement pour les usages stationnaires, tels que le stockage des EnR, principalement pour des applications bâtiments ou quartiers. Le coût reste encore très élevé (6 000 €/kg d'hydrogène stocké) et il existe encore très peu de démonstrateurs s'appuyant sur cette technologie. Les hydrures chimiques sont pour la plupart dits irréversibles, terme impropre puisqu'ils peuvent être recyclés dans le cadre d'un processus industriel, et donc loin de l'usage.

Type de pile	AFC Pile alcaline	PEMFC Pile à membrane échangeuse de protons	PAFC Pile à acide phosphorique	MCFC Pile à carbonates fondus	SOFC Pile à oxyde solide
Température de fonctionnement	70-100 °C	70-100 °C	150-210 °C	650-1000 °C	800-1000 °C
Domaine de puissance	1W-10 kW	1W-300 kW	1W-300 kW	10kW-100 MW	1kW-500 MW
Rendement	55-60 %	50-60 %	36-45 % 80 % en cogénération	50-60 %	50-55 % 70 % en cycle combiné
Électrolyte	Hydroxyde de potassium	Solide à base de fluor	Acide phosphorique concentré	Carbonates fondus de lithium/potassium	Céramique en dioxyde de zirconium
Catalyseur	Platine	Platine	Platine		
Électrodes				Nickel	Nickel
Combustible le plus probable	H ₂ pur	H ₂ pur Méthanol	Méthanol Gaz naturel H ₂ (CO < 1 %)	Gaz naturel H ₂ Biomasse	
État de la technologie	Mature	Assez mature	Aboutie	Pas encore mature	Encore expérimentale
Avantages	- Matériaux bon marché - Tolère le CO	- Technologie de fabrication simple - Temps de démarrage rapide - Basse température et petite taille	- Relativement tolé- rante au CO	- Excellent rendement - Tolère le CO - Supporte le gaz naturel - Pas de métaux précieux - Reformage interne	 Excellent rendement Pas de métaux précieux Reformage interne Fabrication potentiellement simple
Limites	- Utilise H ₂ et O ₂ purs - Ne tolère pas le CO ₂ - Électrolyte corrosif	- Asphyxie par le CO - Composants coûteux	- Composants coûteux - Problèmes de corrosion - Faible densité d'énergie	- Problèmes de corrosion - Catalyseurs précieux	Les hautes températures nécessitent des matériaux non-standard Supporte mal les variations de températures
Applications	- Militaire - Espace	VéhiculesSous-marinsEspaceGénérateurs stationnairesApplications portables	- Cogénération (10 – 250 kW)	- Cogénération - Alimentation de sites isolés	- Cogénération - Centrales domestiques

Tableau 3. Caractéristiques des différentes technologies de piles à combustible

Le transport et la distribution

Une fois produit, l'hydrogène peut être transporté auprès de ses utilisateurs via trois principaux moyens de distribution :

transport gazeux par pipelines ;

- transport routier gazeux à 200 bar par remorques ou trailers ;
- transport routier ou par rail d'hydrogène liquide cryogénique à - 253 °C.

L'hydrogène peut, tout comme le gaz naturel, être distribué dans un gazoduc. Mais seule l'utilisation du réseau de gaz naturel existant

est envisagée à grande échelle (application *power-to-gas*) car le coût de construction d'un réseau dédié serait prohibitif. Mentionnons néanmoins qu'en Europe, plus de 1 500 km de réseau dédié sont en exploitation dans deux principaux réseaux au Benelux et en Allemagne (dont 240 km sont en exploitation depuis 1938). Aux États-Unis, ce sont environ 1 150 km de pipelines en service sur plusieurs réseaux différents.

L'injection d'hydrogène dans le réseau de transport de gaz ne peut cependant qu'être limitée. En effet, les contraintes physiques permettraient un taux d'injection assez élevé (des expérimentations d'injection d'hydrogène jusqu'à des taux de 20 % sont en cours), mais la législation et surtout les spécifications des utilisateurs finaux (limitation à 1 % du taux d'hydrogène pour certains) risquent de fortement limiter le développement de cette voie de transport de l'hydrogène.

La distribution d'hydrogène seul ne pourra donc se faire que par transport dans des réservoirs de stockage. Le coût du transport est évalué de 1 à 2 €/kg [Beeker, 2014] (le processus de compression est très consommateur d'énergie et à cela s'ajoute un coût dépendant de la distance parcourue). Une production diffuse au plus près des besoins est à favoriser pour limiter le coût du transport.

L'infrastructure de distribution d'hydrogène est un élément clef dans la mobilité. Cette infrastructure est quasi inexistante et la développer représente un investissement important. En effet une station de distribution à 700 bar coûte actuellement de l'ordre de 1 M€ et une station à 350 bar environ 250 k€. À titre de comparaison une station essence coûte environ 200 k€. De nombreuses équipes travaillent dans le monde à la réduction des coûts de ces technologies avec un coût objectif pour la station 700 bar à 500 k€.

L'utilisation (piles à combustible)

Il existe une grande variété de piles à combustible. Les plus développées et utilisées sont les piles PEMFC, SOFC et MCFC. La première est la pile de référence pour les applications liées à la mobilité, les deux autres étant plus dédiées aux applications stationnaires. Le Tableau 3 donne les caractéristiques de ces différentes familles de piles.

Les piles PEMFC sont sûrement la technologie hydrogène sur laquelle le plus de développements R&D ont été réalisés depuis plus de 20 ans

Dans un rapport daté de la fin 2017 [Wilson et al., 2017] sur le sujet du coût des piles à combustible, le DoE indique que le coût d'un système pile à combustible PEM à hydrogène de 88 kW (puissance nécessaire à l'alimentation d'un moteur électrique de 80 kW – puissance moyenne type de motorisation considérée dans les études sur les VE), devrait être de :

- 43 €/kWnet pour une production de 100 000 unités/an,
 - 40 €/kWnet pour 500 000 unités/an.

De même, l'Europe par l'intermédiaire du FCH-JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking [FCH-JU, 2018]) estime à 100 €/kW le coût de production d'un système pile à combustible pour l'automobile sur la base de 100 000 unités produites annuellement. Les coûts prévisionnels d'ici 2030 se déclinent comme suit :

- 2020 : 60 €/kW ; - 2024 : 50 €/kW ; - 2030 : 40 €/kW.

Ainsi, les prévisions de coûts de systèmes pour 2020 et au-delà reposent sur des améliorations qualifiées de raisonnables du système 2017 actuel, principalement sur l'hypothèse de ruptures technologiques permettant une augmentation significative de la densité de puissance de 1,00 actuellement à 2,00 W/cm² en 2030.

Le catalyseur utilisé par les piles de type PEMFC mérite un point particulier. Le platine est utilisé comme catalyseur. Ce matériau critique des piles à combustible présente la particularité de n'être produit en quantités significatives

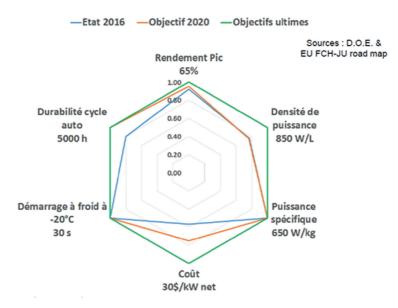


Figure 3. Performances cibles des piles à combustible pour la mobilité

que dans quelques pays, notamment l'Afrique du Sud et la Russie avec un risque important de volatilité des prix en raison de possibles spéculations sur les matières premières. La question des réserves et des ressources est centrale. L'analyse des évolutions potentielles du prix du platine sur le coût des systèmes pile à combustible montre qu'il est indispensable et plus pertinent de s'intéresser à la disponibilité de la matière plutôt qu'à son prix.

Une durée de vie d'environ 5 000 heures (durée de vie nécessaire au véhicule) ainsi que la recyclabilité du platine, nécessitent un taux minimal de ce dernier que les équipes du CEA évaluent proche de 0,2 à 0,3 g/kW, soit sensiblement supérieur aux valeurs projetées par l'Europe à l'horizon 2020-2030 [FCH-JU, 2018]. Des chargements en platine plus faibles nuiraient à la fois à la durée de vie d'un système pile à combustible et réduiraient le taux de recyclage du platine, sauf à savoir maintenir des particules extrêmement fines et dispersées à l'interface réactionnelle, ce qui semble à ce jour très difficile.

La question de cette recyclabilité est très importante, notamment si l'on s'appuie sur les besoins dans le domaine de la mobilité. En effet, même pour des taux de pénétration

de LDV (*Light Duty Vehicles*) à pile à combustible qualifiables de modestes (environ 20 % en 2050), il est indispensable d'inciter les consommateurs à un taux de collecte proche de 100 %, si l'on ne veut pas voir s'épuiser les ressources avant 2100. Si l'emploi principal des piles se fait uniquement dans les bus et camions, qui présentent l'avantage de flottes professionnelles dont la pression des réservoirs peut être limitée à 350 bar, mais individuellement beaucoup plus consommateurs de platine, par kW et au total, que les LDV, les taux de pénétration peuvent être beaucoup plus importants.

Mais d'autres marges de progrès subsistent, sur les aspects technologiques et de gestion du système dans sa globalité.

La Figure 3 indique les valeurs cibles pour 2020 et à terme pour les 6 principales grandeurs caractéristiques d'une pile à combustible pour la mobilité (source DoE et FCH-JU).

Les objectifs de réduction de coûts restent un enjeu majeur. Aujourd'hui à environ 100 €/ kW au niveau du système pile à combustible, le prix devra descendre à 40 €/kW pour rendre un véhicule hydrogène compétitif par rapport aux autres modes de propulsion.

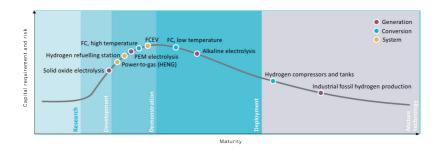


Figure 4. Maturité des technologies hydrogène et piles à combustible.

Source: IEA, 2015

Les systèmes piles pour le stationnaire affichent des prix beaucoup plus élevés, et ce quelle que soit la technologie. On est au niveau de 1 000 €/kW, principalement du fait que les durées de vie attendues sont très significativement supérieures (5 000 h pour la mobilité, plusieurs centaines de milliers d'heures pour le stationnaire) et des choix technologiques qui en découlent.

3. Des challenges technologiques à relever

Aujourd'hui de très nombreux éléments de la filière hydrogène donnent lieu à des programmes de déploiement et des lancements de commercialisation. C'est notamment le cas de la France qui vient de lancer un plan national. Ces programmes montrent que la période de déploiement de certaines filières se rapproche, et que de nombreux États cherchent à accélérer les choses en développant les marchés pour initier des effets d'apprentissage. Néanmoins, toutes les briques technologiques ne sont pas au même niveau de maturité technologique (TRL). Si la production d'hydrogène par reformage ou par électrolyse alcaline est utilisée industriellement depuis plusieurs décennies, en revanche les technologies PEM pour piles à combustible et électrolyseurs ainsi que les marchés associés (micro-cogénération, mobilité) se sont développés depuis seulement quelques années et demandent toujours

un travail d'innovation. Enfin, d'autres technologies comme l'électrolyse haute température nécessitent encore un effort de recherche important avant la réalisation de premiers démonstrateurs à l'échelle d'unités de quelques mégawatts.

Ainsi, un large effort de R&D est nécessaire au niveau mondial afin de d'amener l'ensemble de la filière hydrogène à un niveau de maturité compatible avec les attentes du marché, pour que les systèmes hydrogène déploient pleinement leur potentiel de décarbonation du système énergétique. Cet élan se concrétise.

RÉFÉRENCES

ADEME, « Feuille de Route Stratégique hydrogène énergie et piles à combustible », 2011.

ADEME, « Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène », 2015 a.

ADEME, « Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène », 2015 b.

E Beeker, « Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? », Note d'analyse France Stratégie n°15, Août 2014.

S. Bennoua, A. Le Duigou, MM. Quéméré, S. Dautremont, "Role of hydrogen in resolving electricity grid issues", Int J Hydrogen Energy, 40(23) 7231-7245, June 2015.

C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, "Adapting the French nuclear fleet to integrate variable renewable energies via the production of hydrogen: towards massive production of low carbon hydrogen?", Int J Hydrogen Energ, 42(19) 13339-13356, May 2017.

P. Caumon, M. Lopez-Botet Zulueta, J. Louyrette, S. Albou, C. Bourasseau, C. Mansilla, "Flexible hydrogen production implementation in the French power system: expected impacts at the French and European levels", Energy, 81(2015) 556-562, March 2015.

JL Charlou, JP Donval, C Konn, H Ondréas, Y Fouquet, P Jean-Baptiste, E Fourré, "High production and fluxes of H2 and CH4 and evidence of abiotic hydrocarbon synthesis by serpentinization in ultramafic-hosted hydrothermal systems on Mid-Atlantic Ridge". In Rona P., Devey C., Dyment J. Murton B. Editors, "Diversity of hydrothermal systems on slow spreading ocean ridges" Edited by AGU Geophysical monograph series 188, 265-296, 2010.

P. Devlin, "Market transformation – plenary transformation", 2017 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting, June 5-9 2017.

R. Dickinson, F. Dolci, A. Le Duigou, P. Lucchese, N. Lymperopoulos, P. Mancarella, C. Mansilla, S. Samsatli, N.J. Samsatli, D. Thomas, M. Weeda, E. Weidner, O. Tlili, "Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X pathways: Opportunities for next energy generation systems", 14th International Conference on the European Energy Market (EEM15), Dresden, Germany, June 6-9, 2017. Oral Communication

JL Durville, JC Gazeau, JM Nataf, J Cueugniet, B Leg, « Filière Hydrogène énergie », Rapport pour le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie n°010177-01 et pour le ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique n°2015/07/CGE/SG, Septembre 2015.

FCH-JU, Development of Water Electrolysis in the European Union, 2014, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf

FCH-JU, Révision du Multi annuel Work Plan du FCH-JU en cours de publication, http://www.fch.europa.eu/

B. Guinot, F. Montignac, B. Champel, D. Vannucci, "Profitability of an electrolysis based hydrogen production plant providing grid balancing services", Int J Hydrogen Energy 40 (29) 8778–8787, August 2015.

B. Guinot, C. Mansilla, "Hydrogen systems: a wide panel of services to help manage the electric systems", 21st World Hydrogen Energy Conference (WHEC 2016), Zaragoza, Spain, June 13-16, 2016.

Hydrogen Council, "How hydrogen empowers the energy transition", January 2017.

Hyunder, 2013. Deliverable 3.3. Benchmarking of Selected Storage.

IEA, "Tracking Clean Energy Progress", 2015.

IFPEN, « L'hydrogène naturel : une contribution au mix énergétique ? IFPEN étudie le potentiel des sources d'hydrogène naturel à terre », 2013.

B. D. James, J. M. Huya-Kouadio, and C. Houchins, "Mass Production Cost Estimation for Direct Hydrogen PEM Fuel Cell Systems for Automotive Applications: 2017 Update", Report to the DOE Fuel Cell Technologies Office, 2017.

A Le Duigou, A Smatti, "On the comparison and the complementarity of batteries and fuel cells for electric driving", Int J Hydrogen Energy, 39(31) 17873-17883, October 2014. A Le Duigou, AG Bader, JC Lanoix, L Nadau, "Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France", Int J Hydrogen Energy, 42(36) 22987-23003, September 2017.

McKinsey and Co., "A Portfolio of Powertrains for Europe: a Fact-Based Analysis", 2011.

McKinsey and Co., Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase?, April 2014.

Ministère de la Transition écologique et solidaire, « Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique », Juin 2018.

Mobilité Hydrogène France, « Proposition d'un plan de déploiement national des véhicules hydrogène », 2014.

SBC Energy Institute, "Leading the Energy Transition Fact-book, Hydrogen-based energy conversion - More than storage: system flexibility." 2014.

S. Schiebahn et al., "Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany", Int J Hydrogen Energy, 40(12) 4285-4294, April 2015.

O. Tlili, C. Cany, C. Mansilla, J. André, C. Heller, Y. Perez, A. Le Duigou, B. Guinot, "Rethinking the way to decarbonize the energy system: prospective study of hydrogen markets attractiveness", 40th IAEE International Conference, Singapore, Malaysia, June 18-21, 2017. Oral Communication.

A Wilson, G Kleen, and D Papageorgopoulos, "Fuel Cell System Cost", 2017 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record – record September 30, 2017, approved November 30, 2017.