

LA DISTRIBUTION DE L'HYDROGÈNE POUR LES VÉHICULES AUTOMOBILES

Sommaire

- 1 – Introduction
- 2 – Technologies de la distribution de l'hydrogène en station-service
- 3 - Origine de l'hydrogène distribué dans les stations-service
- 4 - Bilan énergétique de la distribution de l'hydrogène
- 5 – Les stations-service
- 6 – Réglementation
- 7 – Coût d'une station
- 8 – Conclusion

1. Introduction

Le jour où la voiture à hydrogène va devenir une réalité courante, la distribution, à l'instar de ce qui existe pour les carburants pétroliers, se devra de rendre l'hydrogène disponible en tout lieu, en toute sécurité, d'une manière commode et à un prix abordable. Il faudra pour cela relever un défi à la fois technologique et économique. A la lumière des démonstrations en cours, nous en vivons les prémices.

2. Technologies de la distribution de l'hydrogène en station-service

Utiliser des véhicules à hydrogène, disaient certains, n'est pas raisonnablement envisageable puisqu'il n'existe pas de réseau de distribution de l'hydrogène. Il était facile de rétorquer : les réseaux de distribution de l'hydrogène ne sont pas raisonnablement envisageables puisqu'il n'existe pas de véhicules à hydrogène. Vieille problématique de la poule et de l'œuf ! La situation est aujourd'hui débloquée grâce aux démonstrations qui se multiplient de par le monde, que ce soit pour les véhicules (cf. fiches du chapitre 9) ou pour les stations de distribution, en particulier avec l'aménagement d'« autoroutes de l'hydrogène ».

La distribution actuelle des carburants automobiles, si elle est une référence, n'est guère transposable au cas de l'hydrogène. Les carburants pétroliers sont liquides alors que l'hydrogène, dans sa forme la plus courante, est gazeux et, s'il est liquide, c'est à -253°C , une température qui nécessite un excellent conditionnement cryogénique. Les hydrocarbures distribués aujourd'hui proviennent essentiellement du raffinage du pétrole extrait par l'exploitation de gisements localisés en certains points de la planète; ils sont parfois enrichis en biocarburants. L'hydrogène, au contraire, peut être obtenu en tout lieu, à partir de toute forme d'énergie primaire, en particulier renouvelable. On peut le produire dans la station de distribution elle-même ou, s'il provient d'une production centralisée, l'approvisionner par route, par voie ferrée, par voie d'eau ou par gazoduc. Enfin, les installations de distribution d'hydrogène à prévoir sont fonction du mode de stockage à bord du véhicule, aujourd'hui essentiellement le gaz comprimé à 35 ou 70 MPa (350 ou 700 bars).

Les prototypes de véhicules fabriquant leur hydrogène à bord par reformage de méthanol, d'essence ou de gazole, ne relèvent évidemment pas de la distribution d'hydrogène mais de celle des liquides concernés. Ces véhicules ne sont d'ailleurs pas à proprement parler à hydrogène mais à méthanol, à essence ou au gaz naturel, ils utilisent seulement l'hydrogène comme vecteur d'énergie intermédiaire. Certains même ont fonctionné avec des piles à combustible alimentées directement au méthanol: ces solutions, qui ont été développées et testées sur véhicules jusqu'en 2001, sont en fait aujourd'hui abandonnées.

Quant aux projets de véhicules électriques hybrides (électrique + prolongateur d'autonomie à pile à combustible) fonctionnant partiellement à l'hydrogène ou de véhicules à moteur thermique à hydrogène

(solution en voie de disparition), ils demanderont les mêmes stations et les mêmes conditions de remplissage que les véhicules à hydrogène seul.

Dans tous les cas, l'hydrogène délivré doit être de la plus grande pureté (de l'ordre de 10^{-6} ppm de CO) pour alimenter, dans les meilleures conditions, la pile à combustible; cela impose des contraintes au niveau de la production, du transport, du stockage, et de l'installation de distribution proprement dite.

Nota: les descriptions qui suivent ne font en aucun cas état du coût de l'hydrogène distribué. Cet aspect est traité dans un document particulier intitulé « Etude technico-économique prospective sur le coût de l'hydrogène » (cf. fiche 10) et en partie dans la note bas de page 5.

2.1 Distribution d'hydrogène comprimé

Le stockage de l'hydrogène sous forme de gaz comprimé décrit dans la fiche 4.2 est d'une technologie qui s'est répandue grâce aux progrès réalisés dans le domaine des réservoirs composites à 35 et 70 MPa. De plus, ce type de stockage étant relativement facile à mettre en œuvre, il a été retenu par de nombreux constructeurs (cf. les fiches du chapitre 9 consacrées à la description des prototypes de véhicules à hydrogène).

Pour cette distribution il existe deux possibilités :

a) Transfert direct du gaz sous pression à partir d'une réserve d'hydrogène comprimé dans la station: il se fait, selon le modèle de véhicule, à 35 MPa ou 70 MPa. Ce type de station avait été, en 1997, associé aux premières opérations de démonstrations des bus Ballard à Chicago et à Vancouver.

Si la manipulation du gaz sous pression est, à ce jour, parfaitement maîtrisée, son transfert à répétition dans une station-service demande des aménagements particuliers. Alors qu'un liquide s'écoule aisément d'un récipient à l'autre, par gravité ou par l'action d'une pompe volumétrique, un gaz ne se déplace en grande quantité que lorsqu'une différence de pression notable – plusieurs MPa – est maintenue entre l'amont et l'aval. Pour remplir un réservoir, il y a deux possibilités :

- effectuer directement le transfert à l'aide d'un compresseur: cela exige de celui-là un minimum de continuité et de stabilité de fonctionnement, en particulier de débit, une situation peu compatible avec les nombreux remplissages successifs à réaliser,
- effectuer le transfert à partir d'une réserve en surpression. A priori, une meilleure solution mais limitée car elle exige que la pression du gaz dans la réserve reste toujours supérieure à la pression finale de remplissage des véhicules, c'est à dire une réserve à haute pression ayant un grand volume.

C'est en fait la superposition des deux opérations qui convient le mieux : l'hydrogène de la réserve est maintenu en permanence à une pression supérieure à la pression de remplissage grâce à un compresseur commandé par un automatisme régulateur de pression. Le compresseur est alors alimenté à partir d'une autre réserve dont la pression n'a pas à être régulée.

Lors de son remplissage, le réservoir du véhicule s'échauffe car la pression de l'hydrogène y augmente suffisamment rapidement pour que cette compression soit quasi-adiabatique (les échanges de chaleur avec l'extérieur n'ayant pas le temps de se produire). L'élévation de température correspondante, si elle est fonction des données thermiques du système (chaleurs spécifiques et conductivité thermique du gaz et du réservoir, coefficients d'échanges), dépend surtout de la vitesse de transfert et des différentiels de pression amont-aval. Elle peut être de plusieurs dizaines de degrés, voire plus. C'est pourquoi la maîtrise et le contrôle rigoureux du transfert sont nécessaires pour éviter la détérioration du réservoir composite, pour garantir la quantité de gaz délivrée et pour effectuer l'opération dans le temps le plus court possible (3 à 5 minutes). En effet, lorsque la température sera revenue à l'ambiante, la pression du gaz aura diminué et pourrait être nettement inférieure à celle initialement prévue, une gêne évidente pour le client automobiliste. Pour éviter cet inconvénient, le gaz est en général préalablement refroidi aux environs de -40°C pour que le réchauffement au cours du remplissage du réservoir du véhicule amène l'hydrogène à une température voisine de l'ambiante. Cette solution est aujourd'hui d'une pratique courante.

A noter que, contrairement à ce qui est parfois avancé, cet échauffement lié au remplissage d'un réservoir n'est pas particulier à l'hydrogène, il est le même pour tous les gaz. Il y a, en fait, confusion avec la détente de Joule-Thomson¹, pour laquelle, au dessus d'une certaine température limite, cette

¹ Il s'agit d'une détente particulière à faible vitesse du gaz et sans échange de chaleur (conditions isenthalpiques) qui, à basse pression, refroidit le gaz; elle est d'ailleurs utilisée pour la liquéfaction.

détente produit un échauffement ce qui est effectivement le cas pour l'hydrogène à la température ambiante².

b) Echange de réservoir: on remplace le réservoir vide par un réservoir rempli préalablement. Cette solution, peu utilisée, nécessite quelques moyens de manutention mais étant relativement rapide, elle est assez bien adaptée aux véhicules légers (ou aux véhicules de course). De tels réservoirs interchangeables équipaient le véhicule de démonstration *Partner Taxi Pack* de PSA en 2001 : 9 bouteilles de type composite, d'un volume total de 80 litres, remplies d'hydrogène comprimé à 30 MPa soit une masse totale de 1.5 kg. Le nouveau consortium H 700 (PSA, Hyundai, Nissan, Ford, Toyota) vise le développement d'une telle technologie à une pression de 70 MPa.

2.2 Distribution d'hydrogène liquide

Sous la forme liquide (cf. fiche 4.3) l'hydrogène offre le meilleur rapport quantité stockée/volume, donc devrait être bien adapté au stockage à bord des voitures particulières. Malheureusement, cette solution exige un équipement cryogénique performant et de plus, la faible ébullition du liquide due aux inévitables pertes thermiques, si réduites soient-elles, exige un réservoir embarqué ouvert permettant un dégagement permanent d'hydrogène. Cela évite l'accroissement de la pression dans le réservoir (ce serait le cas si celui-ci était étanche). La perte en masse correspondante est de l'ordre de 1% par jour avec, en plus, le fait que l'utilisateur ne peut pas laisser son véhicule dans un lieu confiné. Cela reste, à la limite, possible pour deux à trois jours avec des réservoirs étanches résistant à une pression de 0.5 à 0.8 MPa du type de ceux des anciens prototypes 735 i de la firme BMW (année 1988), 750 hl (1999), Mini Cooper et 745 h (2001).

Un réservoir à hydrogène liquide a, par le passé, également équipé le prototype à pile à combustible Renault FEVER (1997), les modèles Daimler-Chrysler NECAR 4 (1999 et 2000) et le petit utilitaire Sprinter (2001) ainsi que des prototypes General Motors, modèle Opel/Zafira/HydroGen1 (2000-2003). En fait, en raison des progrès réalisés de nos jours dans la technologie des réservoirs composites à hydrogène comprimé, on n'a plus recours à cette technologie de l'hydrogène liquide. Néanmoins, si ce mode de stockage à bord retrouvait de l'intérêt pour une raison quelconque, on pourrait faire le plein de deux façons:

a) Transfert de l'hydrogène liquide

Le maniement de l'hydrogène liquide est délicat car sa température est très basse (- 253°C) et sa vapeur (de l'hydrogène gazeux) est inflammable. Il est néanmoins parfaitement maîtrisé par le secteur de l'aérospatial pour le remplissage des réservoirs de fusée, un savoir-faire qui, si besoin était, pourrait être adapté aux critères de sécurité et aux spécifications économiques de l'industrie automobile.

On peut concevoir une station de distribution d'hydrogène liquide comme étant, dans son principe, constituée d'un gros réservoir d'hydrogène liquide d'où l'on soutire les quantités demandées par une légère pressurisation. Pour réduire la durée des transferts et limiter la consommation parasite d'hydrogène liquide, il faut que le réservoir à remplir ne soit pas réchauffé, c'est à dire qu'il ne soit pas complètement vide d'hydrogène liquide, une contrainte complémentaire pour l'usager.

b) Echange de réservoirs.

Une solution qui, jusque là, n'a pas été expérimentée. Le remplacement du réservoir vide par un plein exigerait, vu le poids, un équipement de manutention, mais l'opération, outre sa relative rapidité, pourrait présenter l'avantage de reporter le transfert de l'hydrogène liquide hors la présence des clients de la station-service.

2.3 Distribution pour les réservoirs à hydrures métalliques

Le stockage de l'hydrogène dans les hydrures métalliques, décrit fiche 4.4, est en rapport quantité stockée/volume du réservoir trois fois supérieur à celui du gaz comprimé et offre en cela de l'intérêt pour la voiture particulière. En revanche, en raison du poids élevé des hydrures métalliques, le pourcentage poids H₂ stocké/ poids du réservoir, environ 7%, n'est pas très favorable. Des réservoirs à hydrures à base de titane équipaient les premiers véhicules légers japonais à pile à combustible. Ce fut le cas, dès 1991, pour les véhicules de démonstration Mazda *HRX* et *HRX-2* et en 1997 pour la *Demio FCEV*. Ce fut également le cas pour les modèles Honda *FCX-V1* (1999) et Toyota *RAV4* et *FCHV3* présentés, respectivement, en 1996 et 2001. A côté de ces stockages à hydrures réversibles, le prototype *Natrium* de Daimler-Chrysler (2001) possédait un stockage à hydrure particulier, NaBH₄, qui délivrait son

² Là encore l'hydrogène n'est pas un cas particulier mais, étant très cinétique, sa température limite est au dessous de la température ambiante alors qu'elle est au dessus pour la plupart des gaz.

hydrogène par action de l'eau sur l'hydrure en présence d'un catalyseur. On peut imaginer que les récents progrès réalisés par les unités de stockage stationnaire à hydrure de magnésium, du type de celle que construit la PME française *McPhy Energy*³, soient à l'avenir étendus à l'automobile.

Concernant la distribution proprement dite, il n'est guère possible d'envisager un transfert direct car l'hydruration, qui correspond au remplissage, est très exothermique, et donc exige un refroidissement énergétique du réservoir⁴; de plus, ce processus physico-chimique est assez lent. Un remplacement du réservoir vide par un plein pourrait être une meilleure solution à la condition, là encore, de disposer d'un équipement de manutention adapté au poids, 100 kg ou plus, d'un tel réservoir à hydrures.

3. Origine de l'hydrogène distribué dans les stations-service

3.1 Production localisée dans la station elle-même

Quel que soit son mode de production (électrolyse, reformage etc., cf. fiches du chap.3) l'hydrogène est toujours obtenu à l'état gazeux et, pour devenir liquide, il doit subir un processus de refroidissement par détentes successives qui nécessite une importante et coûteuse installation, sans compter les pertes d'énergie associées. Dans une station de distribution, on imagine que l'hydrogène produit sur place à l'état gazeux soit distribué comme tel et que, pour une distribution à l'état liquide, l'approvisionnement se fasse par camions-citernes assurant la liaison avec une unité de liquéfaction.

a) Electrolyse de l'eau

Une description détaillée de ce procédé de production est donnée fiche 3.2.1. C'est un procédé bien adapté aux stations de distribution, en premier lieu en zone urbanisée où l'électricité est l'énergie la plus facilement disponible. Le schéma de principe comprend un électrolyseur alimenté par le réseau électrique et en eau à partir de l'alimentation publique en eau potable à travers un élément purificateur. L'hydrogène produit est purifié, puis comprimé, pour être stocké avant son transfert dans les réservoirs des véhicules. L'oxygène est, quant à lui, valorisé ou rejeté dans l'atmosphère. La technique de l'électrolyse sous pression qui se développe actuellement sera encore plus adaptée puisqu'elle allège le premier étage du groupe de compression.

L'électrolyse est également le mode de production d'hydrogène à base d'énergie renouvelable, qu'elle soit solaire, éolienne ou hydraulique. Dans le premier cas, celui de l'énergie solaire, l'installation peut se faire sur le toit même de stations urbaines alors que les stations liées à l'énergie éolienne ou hydraulique s'imaginent plutôt implantées dans les zones périurbaines ou rurales.

b) Reformage

Les divers modes de ce type de production sont décrits dans la fiche 3.1.1.

- Un premier et gros inconvénient de ce procédé d'obtention de l'hydrogène est le dégagement de dioxyde de carbone dont le captage et le stockage géologique n'est guère envisageable dans une station-service; néanmoins cet inconvénient disparaît si l'hydrocarbure est d'origine renouvelable (biomasse ou gaz de décomposition) car, dans ce cas, le CO₂ peut être rejeté dans l'atmosphère.

- Un second inconvénient est l'approvisionnement en matière de base qui impose, soit un camionnage de liquides dangereux soit, pour le gaz naturel, la mise en place d'un réseau de gazoducs. Plusieurs opérations de démonstration de stations-service (cf. § 5) ont néanmoins été conçues avec ces modes de production de l'hydrogène. Pour ce qui concerne les stations à reformage du méthanol, la manipulation de ce produit, dangereux par sa toxicité, ne serait pas effectuée par les clients de la station, ni même en leur présence, comme cela serait le cas avec des reformeurs embarqués ou des piles à combustible.

c) Autres cas

Dans les situations où l'hydrogène liquide peut être aisément acheminé (port, proximité de voie d'eau, de chemin de fer, etc.) et lorsqu'il n'est pas directement distribué dans les réservoirs automobiles, il est envisageable de le transformer, dans la station-service même, en gaz comprimé par réchauffement⁵.

³ <http://www.mcphy.com/fr/>

⁴ Inversement la récupération de l'hydrogène est un processus endothermique, la chaleur nécessaire est le plus souvent fournie par le fonctionnement du moteur ou de la pile à combustible du véhicule.

⁵ Opération réalisable sans dépense d'énergie par réchauffement naturel du liquide transféré en quantité contrôlée dans une enceinte cryogénique haute pression dont on retire son isolement thermique.

La production à partir de la biomasse (cf. fiche 3.3.1), parce que complexe, est, à priori, peu adaptée à la production d'hydrogène en station.

3.2 Production centralisée

Produit en grande quantité dans une unité spécialisée par reformage de produits pétroliers et surtout de gaz naturel, ou par électrolyse, par dissociation thermique, par transformation de la biomasse ou autre, l'hydrogène devrait être acheminé vers les stations-service à l'image de ce qui se passe actuellement pour les produits pétroliers provenant des raffineries. Si l'état liquide est mieux adapté au transport par route, chemin de fer ou voie d'eau, le gaz, par gazoduc peut directement approvisionner les stations-service. Il faut cependant souligner que le transport de l'hydrogène, quel qu'il soit, entraîne une dépense d'énergie significative qui doit être prise en compte comme cela est exposé dans le § 4 qui suit ; un état de fait qui milite en faveur d'une production de l'hydrogène la plus décentralisée possible grâce aux énergies renouvelables et, mieux encore, une production dans la station elle-même.

Concernant le début du marché du véhicule à pile à combustible, Elgowainy et ses collaborateurs⁶ ont effectué une étude technico-économique pour déterminer quelle était la meilleure option pour l'infrastructure des stations-service et pour leur approvisionnement à partir d'une unité centrale de liquéfaction. Ils concluent que le transport doit être fait par camionnage d'hydrogène liquide du liquéfacteur à la station où il est stocké dans une sphère cryogénique. Il est ensuite envoyé dans un évaporateur pour être, à la demande, livré à l'état de gaz à 70 MPa.

4. Bilan énergétique de la distribution de l'hydrogène

Distribuer l'hydrogène nécessite une certaine quantité d'énergie, c'est là une donnée de base de toute prospection économique sur l'utilisation de l'hydrogène énergie. Eliasson et Bossel⁷ ont estimé ces dépenses d'énergie et les ont comparées à celles qui sont nécessaires à la distribution des vecteurs énergétiques plus traditionnels.

A la base il y a la production. Ainsi, obtenir de l'hydrogène par vaporeformage de combustibles riches en hydrogène, comme l'est le méthane ou le méthanol, se fait avec d'excellents rendements énergétiques⁸ qui peuvent atteindre 90% (les pertes étant essentiellement thermiques).

Les auteurs remarquent alors que la quantité totale de dioxyde de carbone émise, lorsqu'on a recours à l'hydrogène ainsi produit, est supérieure à celle émise par la combustion directe de ces combustibles. Mais ils ne mentionnent pas que, dans ce cas, ces rejets sont concentrés en un seul lieu et peuvent être traités par capture et séquestration, opérations impossibles avec une utilisation diversifiée des autres combustibles.

En revanche, pour l'électrolyse, Eliasson et Bossel avancent un rendement au mieux de 75%, valeur un peu faible car il peut atteindre 80, voire 85% pour la technologie PEM de grande taille.

Vient ensuite le conditionnement de l'hydrogène qui, soit sous forme de gaz comprimé, soit sous forme de liquide, entraîne une dépense supplémentaire d'énergie. Concernant la compression adiabatique, la perte correspondante en énergie disponible est de 10 à 15% entre 20 et 80 MPa alors qu'elle n'est que de quelques pour-cent pour le méthane dans les mêmes conditions (cf. fiche 4.2). Pour liquéfier l'hydrogène, l'énergie requise est encore plus importante, surtout pour les petits liquéfacteurs (cf. fiche 4.3). Toujours évaluée en perte de pouvoir énergétique, cette dépense d'énergie va de 150% de perte pour les unités produisant quelques kg d'hydrogène liquide par heure à seulement 30% pour celles produisant au moins 1 t/heure. Le stockage dans les hydrures, parce que peu développé et correspondant à beaucoup de cas particuliers, ne permet pas encore d'avancer des évaluations chiffrées sur les quantités d'énergie qu'il requiert. Mais sachant que l'hydrogène doit au préalable être comprimé et que pour le récupérer l'hydrure doit être chauffé, la quantité d'énergie à mettre en jeu sera intermédiaire entre celle que demandent la compression et la liquéfaction.

Concernant le transport⁹ par route, Eliasson et Bossel n'examinent que le cas du transport de l'hydrogène comprimé. En raison du poids élevé des réservoirs haute pression et de la faible densité

⁶ A. Elgowainy, S. Weil, D. Brown and M. Paster, *Hydrogen Refueling Infrastructure Option For Early Fuel Cell Vehicle Markets*, 19th WHEC, Toronto, Canada, June 2012.

⁷ « The Future of the Hydrogen Economy Bright or Bleak ? », B. Eliasson and U. Bossel, *Fuel Cell World*, Lucerne, July 5, 2002 & April 15, 2003 (final version) ; article disponible sur le site : www.planeteforlife.com/pdf/files/h2report.pdf

⁸ rapport de l'énergie disponible dans l'hydrogène obtenu par rapport à l'énergie dépensée.

⁹ Voir la fiche 4.1 "Transport de l'hydrogène".

de l'hydrogène, un même camion de 40t transporte dix fois moins d'hydrogène que de méthane et près de 80 fois moins d'hydrogène que d'essence. La quantité d'énergie pour le transport étant proportionnelle à la distance parcourue, le résultat est que, pour un parcours de 500 km, l'énergie dépensée est équivalente à celle transportée! Ces conditions, aujourd'hui peu performantes, devraient s'améliorer grâce au développement de *trailers* transportant l'hydrogène dans des réservoirs composites plus légers et contenant de l'hydrogène à plus haute pression. Seul un camionnage d'hydrogène à l'état liquide emmenant une quantité cinq fois plus importante avec le même véhicule semblerait acceptable. En fait, pour transporter du gaz comprimé, c'est le gazoduc qui est le plus acceptable car il demande une dépense d'énergie, sur 150 km, de seulement 1.4% du pouvoir énergétique de l'hydrogène transporté, énergie consommée par les pompes haute pression placées le long du réseau pour assurer un débit constant du gaz.

Quant à la production de l'hydrogène dans les stations-service proprement dites, elle réclame de l'énergie pour l'électrolyse de l'eau et pour la compression du gaz obtenu. Les auteurs l'ont évaluée en fonction du nombre de véhicules à servir par jour. Toujours exprimée en perte de pouvoir énergétique, elle varie de 75% pour 100 véhicules par jour à 40% pour 2 000 véhicules par jour, sachant que les quantités d'hydrogène délivrées seraient respectivement de 1 700 à 34 000 kg par jour, ce qui exigerait une alimentation électrique de 5 à 81 MW.

A la lumière des bilans énergétiques de la distribution, force est de constater que l'hydrogène doit être transporté le moins possible et surtout pas par la route. Pour les grosses quantités, le transport sous la forme liquide est envisageable mais à condition d'utiliser plutôt le chemin de fer et/ou les voies d'eau. En fait, le gazoduc s'avère être la meilleure solution. Et pour la production à partir de l'électrolyse dans des petites unités, la dépense relativement importante en énergie qu'elle requiert privilégie le choix des énergies renouvelables solaire et éolienne, disponibles sans consommation d'énergie supplémentaire et avec l'avantage d'une production non polluante permettant de tirer le meilleur parti de ces énergies à caractère aléatoire. A l'inverse, les productions par vaporeformage, moins exigeantes en énergie, ont intérêt à être centralisées en de grosses installations.

5. Les stations-service

5.1 Autoroutes de l'hydrogène

Initier la circulation de véhicules à hydrogène en jalonnant un parcours de stations-service adaptées était la bonne issue pour sortir de l'impasse de la poule et de l'œuf citée plus haut.

Aux Etats-Unis, ce fut l'idée d'Arnold Schwarzenegger lorsqu'il devint gouverneur de Californie en 2003 : pour se défaire du pétrole, il faut des voitures à hydrogène et pour cela, il faut des stations-service à hydrogène. Ainsi est né le projet de l'autoroute de l'hydrogène « *Hydrogen Highway*¹⁰ » qui devait se traduire par l'ouverture de 150 à 200 stations-service dans cet état de Californie, au plus tard en 2010. Malheureusement le projet a pris du retard : seulement 22 stations sont en service fin 2015, la plupart dans la banlieue de Los Angeles, dont 8 ouvertes au public.

Mais, récemment, est apparue une volonté de relancer cet « *Hydrogen Highway* » : la Californie a décidé de mettre en place un nouveau plan baptisé « *ZEV Action Plan* » qui prévoit 100 stations en 2024.

Toujours aux Etats-Unis, sur la côte est, est prévu un itinéraire de 2 500 km entre Portland et Miami avec 11 stations d'une capacité de remplissage de 10 à 15 véhicules par jour avec de l'hydrogène obtenu par électrolyse à partir d'électricité photovoltaïque. Sur la côte ouest un autre très grand projet américano-canadien propose de relier l'Alaska à la Californie, via la Colombie Britannique.

Au Canada, à l'occasion des jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010, a été aménagée une autoroute hydrogène reliant Whistler à Vancouver avec prolongement jusqu'à Victoria. Ce circuit était jalonné de 7 points de ravitaillement en hydrogène, produit par électrolyse à partir d'électricité photovoltaïque. Ce projet est maintenant arrêté pour des raisons économiques.

Au Japon, à Tokyo, une autoroute à hydrogène va prochainement être mise en service. Longue de 20 km, elle reliera les deux aéroports de la ville, Haneka et Nasita, et comportera 3 stations-service : une dans chaque aéroport et une aux abords du centre ville. Toujours au Japon, une centaine de stations hydrogène doivent être implantées sur la route, de plus de 1 000 km, qui mène de Tokyo à Fukuoka.

¹⁰ <http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/hydrogen/hydrogen.htm>

En Europe, ce sont l'Allemagne et les Pays du Nord qui ont pris le plus d'initiatives concernant l'équipement d'axes autoroutiers en stations à hydrogène. La Norvège a ainsi, en 2009, inauguré une autoroute de l'hydrogène baptisée « Hynor », longue de 600 km, qui relie Oslo à Stavanger (cf. Fig. 1) et qui est jalonnée de cinq stations capables de délivrer 80 kg d'hydrogène par jour.

Le projet européen (FCH-JU) SWARM (*Small 4 Wheel fuel cell passenger vehicle Application in Regional and Municipal transport*), lancé en 2013, a pour objet une autoroute à hydrogène qui concerne les Highlands britanniques, le Weser Ems du nord-est de l'Allemagne, la région bruxelloise et la Wallonie. Il est prévu qu'il y circule une centaine de véhicules à pile à combustible alimentés par trois stations-service installées par la compagnie Air Liquide à Birghmingam, Brême et Bruxelles. Ces stations de grandes capacités pourront assurer jusqu'à 40 pleins par jour à la pression de 70 MPa.

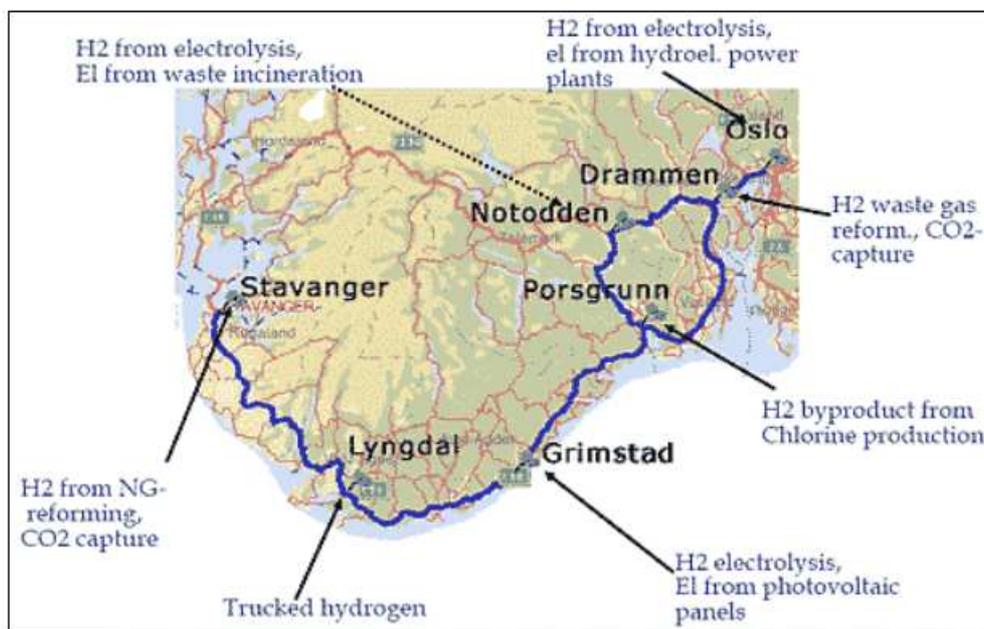


Figure 1 - L'autoroute HYNOR

D'autre part, sur le réseau « Scandinavia hydrogen highway network », circulent les 17 véhicules de démonstration du projet européen « H₂ moves scandinavia » alimentés par 15 stations-service. Au total, si à ce qui précède on ajoute les stations existantes ou en projet à Aberdeen, Londres, Copenhague, Hambourg, Cologne et Berlin, on pourra prochainement se déplacer en véhicule à hydrogène d'Ecosse en Scandinavie ou d'Ecosse à Berlin. Mais aussi les voyages pourront se poursuivre vers le sud de l'Allemagne en prenant en compte les stations de Francfort, Stuttgart et Munich et même vers le sud de l'Europe si les projets d'équipement en stations-service autrichiens et italiens se concrétisent.

5.2 Stations-service existantes et en projet

A l'heure actuelle on dénombre dans le monde environ 200 stations opérationnelles (source LBST - TÜV SÜD) dont 74 sont en accès public, et une quarantaine en projet d'ouverture prochaine. Un certain nombre sont privées et font partie d'opération de démonstration concernant des prototypes de véhicules à hydrogène: bus, utilitaires ou voitures particulières. Quelques unes, de dimensions plus réduites, sont mobiles.

Elles sont répertoriées sur le site internet allemand du TÜV SÜD: www.H2stations.org

Pour chacune d'elles sont précisés : leur état (fonctionnement ou prévision), leur date de mise en service, leur localisation, leur statut (privé ou ouverte au public), quelle firme industrielle les a installées et, enfin, leur description technique. La plupart de ces stations délivrent du gaz comprimé à 35 MPa ou 70 MPa. Quelques unes délivrent de l'hydrogène liquide (en Allemagne) et, dans de plus rares cas, de l'hythane¹¹ (en Suède, aux USA, en Inde). L'hydrogène, s'il est parfois produit sur place par reformage (de gaz naturel, plus rarement de produits pétroliers) l'est surtout par électrolyse de l'eau. Un certain nombre de ces installations peuvent être qualifiées d' « idéales » sur le plan environnemental puisque l'électrolyse y est faite à partir d'électricité renouvelable: éolienne ou solaire photovoltaïque, voire hydraulique (South Windsor aux USA, Yakashima au Japon). Lorsque l'hydrogène n'est pas produit sur place, il est livré sous forme liquide par camions cryogéniques et, même à Francfort, en Allemagne, il

¹¹ l'hythane est un mélange d'hydrogène et de méthane, avec une proportion d'hydrogène généralement comprise entre 5 et 15%

arrive gazeux, acheminé par un gazoduc. Le stockage en station se fait en hydrogène comprimé, parfois refroidi (cf. § 2.1 a), ou en hydrogène liquide; dans certains cas, les deux modes coexistent.

La répartition de ces stations dans le monde (mars 2015) montre trois zones de concentration :

- l'Europe qui en possède 82,
- l'Amérique du Nord qui en possède 63
- l'Asie qui en possède une cinquantaine

Europe

D'après le LBST, il y avait 82 stations opérationnelles en Europe, en mars 2015.

Les industriels impliqués, sur le plan technique, dans l'installation de ces stations sont les compagnies pétrolières, gazières ou énergétiques, comme Air Liquide, Linde, Total, Shell, Statoil, Norsk Hydro, Energetec.

- o *La Suède* a inauguré sa première station 70 MPa dans le cadre du projet Next Move, en juin 2104. D'autres stations 35 MPa y avaient déjà été installées dans le cadre d'autres projets.
- o *La Norvège* possède 2 stations opérationnelles et une en projet (février 2016)
- o *En Allemagne*, 29 stations ont été identifiées par le LBST en mars 2015, dont 17 en accès public. Les six partenaires de l'Initiative "*H2 Mobility*" - Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell et Total - ont signé, en 2012, un accord de principe pour mettre en place un réseau de stations-service à hydrogène sur tout le territoire fédéral. L'objectif est de disposer d'une station hydrogène au moins tous les 90 kilomètres sur les autoroutes, entre les zones densément peuplées. Selon ce plan, il y aura au moins 10 stations de ravitaillement en hydrogène disponibles dans chaque région métropolitaine en 2023. Il s'agira de passer des 18 stations aujourd'hui ouvertes au public, à 100 stations en 2017 et 400 en 2023. L'investissement global de l'ensemble des partenaires s'élèvera à environ 350 millions d'euros; le gouvernement fédéral en prendra une partie à sa charge.
 - En avril 2014, le *Clean Energy Partnership* (CEP), *H2Mobility* et *Performing Energy* (PE) s'étaient engagés, avec le support du programme national NIP, sur le développement de la mobilité hydrogène et plus précisément sur la mise en place de 50 stations en 2015.
 - En mai 2014, la station de l'aéroport Berlin-Schoenefeld a été mise en service; l'hydrogène y est produit par électrolyse à partir de sources renouvelables (éolien, photopiles).
 - Le 4 mai 2015, a été ouverte la première station sur autoroute l'A3 entre Würzburg et de Nuremberg, dans le cadre du programme CEP,
 - En juillet 2015, BMW et TOTAL ont inauguré, à Munich, une station 350 - 700 bars, dans le cadre du projet européen HyFIVE.
- o *Au Danemark*, Air Liquide a annoncé, en juin 2014, la construction de 4 nouvelles stations.
- o *Aux Pays-Bas*, Air Liquide a inauguré, en septembre 2014, la première station publique dont la capacité est de 50 véhicules/jour. Elle a été mise en place dans le cadre du programme européen HIT (*Hydrogen Infrastructure for Transport*). Elle suit une autre installation, privée, construite en janvier 2014 dans le cadre d'un autre projet européen (*European Interreg IV Flanders-Netherlands*).
- o *En Grande-Bretagne*, la station la plus récente station a été inaugurée en mars 2015; il s'agit de la station d'Aberdeen destinée à l'alimentation d'une flotte de 10 bus. Au total la Grande-Bretagne possède 9 stations opérationnelles en février 2016.
- o *L'Espagne* possède 4 stations opérationnelles (février 2016)
- o *L'Italie* possède 2 stations opérationnelles (février 2016)
- o En *France*: le Consortium « *Mobilité Hydrogène France* » a prévu un plan de déploiement de flottes d'entreprises associées à des stations de distribution. Dans un premier temps sont essentiellement concernés de petits utilitaires à prolongateur d'autonomie Renault Kangoo ZE H2 de Symbio FCell et depuis peu, des berlines à pile à combustible Hyundai iX35 utilisées comme taxis à Paris. Ont été ainsi implantés :
 - o - 4 stations privées, dont 2 dans la région grenobloise (Air Liquide à Sassenage et Symbio FC à Grenoble)
 - o - une en Franche-Comté alimentant des véhicules postaux (Projet MobyPost).

- une station semi-publique inaugurée à Grenoble, en janvier 2016 (350 bars)
- une station à Lyon, en mars 2015 (projet Hyway), livrée par WH2 et AJC (350 bars) (cf. Fig. 2)
- une station à Cherbourg pour approvisionner 5 bus dans le cadre du projet européen 3Emotion
- une station à Paris installée en décembre 2015, livrée par Air Liquide et destinée à des taxis Hyundai iX35,
- une station à St-Lô, dans la Manche, livrée en janvier 2015 par Air Liquide et qui a coûté 400 000 €. La Région Basse-Normandie a prévu de mettre en place 15 stations entre 2015 et 2018, co-financées (à 50%) par l'U.E.
- une station à Albi, installée en juin 2015,
- une station sur le site Air Liquide de Sassenage (Isère), en juin 2015, pour l'alimentation des véhicules du projet HyWay (Kangoo ZE-H2)
- une station sera ouverte fin 2016 à Sarreguemines, également pour l'alimentation de Kangoo ZE H2.



Figure 2 - La station McPhy de Lyon

Amérique du Nord

En mars 2015, le LBST y avait identifié 63 stations.

Les industriels impliqués sont Air Liquide, Air Products, Chevron, Quantum Technologies.

C'est aux Etats-Unis que se trouve le plus grand nombre de stations : 65. La Californie, qui possède aujourd'hui 9 stations en service (cf. Fig.3) et 17 en construction, a annoncé, par l'intermédiaire de l'*Assembly Bill 8*, en octobre 2013, un cofinancement à hauteur de 20M\$ jusqu'en 2023, pour la construction de 100 stations.

Douze stations ont été ou seront livrées par Air Liquide dans la période 2015-2016 (Info. Air liquide décembre 2014).

Le Canada, pour sa part, ne dispose plus que de 2 stations.



Figure 3 - La station de Fountain Valley (Californie)

Asie

- *Au Japon*, les industriels impliqués sont les gaziers Osaka Gas, Tokyo Gas et Iwatani et les pétroliers JY Nippon Oil & Energy, Cosmo Oil et Shawa Shell ; et Toyota Tsusho a annoncé, en novembre 2013, le démarrage d'une activité commerciale sur les stations-service hydrogène, en collaboration avec Air Liquide. Le gouvernement avait énoncé le souhait d'ouvrir 100 stations d'ici avril 2016. En 2014, les projets de construction de 40 stations sont lancés dans 11 des 47 préfectures. En juillet 2014, a été inaugurée la première station commerciale 70MPa à Amagasaki, Hyogo Prefecture. En décembre 2015 (Japan FC News): le METI annonce 81 stations en service ou en construction. La station de Kansai, délivrée par Iwatani (cf. Fig 4), est la 13^{ième} opérationnelle en service public. Le coût annoncé est de 400-500 Millions Yens. A noter qu'en avril 2015, Osaka Gas a ouvert une nouvelle station à Ibaraki où le prix de vente de l'hydrogène est de 1 100 ¥/kg (soit environ 8 €/kg), hors taxes. En février 2016, le LBST identifie une quarantaine de stations (publiques + privées)



Figure 4 - La station de l'aéroport international de Kansai (Fév. 2016)

- *En Corée du Sud*, les industriels impliqués sont les gaziers Air Liquide, Air Products, Hydrogenics Corporation et Quest Air Technologies. Elle possède 9 stations opérationnelles (février 2016 selon LBST). Le programme gouvernemental publié en 2010 prévoyait 43 stations en 2015 et 500 d'ici 2030.

6. Réglementation

En juillet 2014, a été publiée la version révisée de la norme¹² SAE J2601 sur le protocole de remplissage des véhicules à hydrogène. Elle précise les limites des grandeurs physiques telles que la température du carburant, le débit maximum de carburant, et le taux d'augmentation de pression qui affectent le processus de remplissage des véhicules. La norme SAE J2601-2014 établit des protocoles de ravitaillement standards avec des objectifs de performance. Elle comprend des protocoles pour les 2 niveaux de pression usuels : 35 et 70 MPa.

En août 2015, le *London Hydrogen Network Expansion Project* (LHNE) a publié un guide¹³ des bonnes pratiques pour la mise en place d'une station hydrogène, en particulier au Royaume-Uni. Ce prix est identique à celui pratiqué dans d'autres stations.

7. Coût d'une station

Il n'existe encore que peu d'éléments concernant le coût d'une station hydrogène.

A titre de comparaison, le coût moyen d'une station-service traditionnelle (essence/gas-oil) s'établissait dans la fourchette 120 - 150 000 € en 2010.

Pour ce qui concerne les stations hydrogène, le prix avancé autour de 2008 était de plusieurs millions d'euros. Dans une interview¹⁴ de 2013, Air Liquide affirmait: " *Air Liquide travaille sur la réduction du coût de ces stations à hydrogène, qui est passé de plusieurs millions il y a 5 ans à peu près 1 million aujourd'hui*".

De son côté et dans le même temps, Toyota annonçait le développement de stations compactes dont le coût serait voisin de 200 M¥ (environ 1,5 M€) et Linde annonçait, en septembre 2014, avoir les compétences pour construire des stations pour 140 M¥ (environ 1M€).

En France, dans le cadre du développement des flottes de véhicules à prolongateur d'autonomie, des stations simplifiées ne délivrant souvent que 350 bars sont proposées en particulier par la société McPhy ; leur prix a été réduit à 250 à 300 000 € par rapport au coût actuel de telles stations. Des stations qui représentent les prémices d'un réseau national prêt à servir les particuliers.

8. Conclusion

Aujourd'hui, distribuer de l'hydrogène pour l'automobile n'est plus une gageure mais une réalité qui va de plus en plus s'affirmer avec les perspectives de commercialisation de véhicules à pile à combustible et à prolongateur d'autonomie. Ce problème de la poule et de l'œuf que posait la mobilité hydrogène est donc en passe de se résoudre.

¹² http://www.energy.ca.gov/contracts/notices/2012-07-10_workshop/presentations/SAE_Jesse_Schneider_Fueling_Protocol.pdf

¹³ <https://fuelcellsworks.com/archives/2015/08/10/guide-for-installing-hydrogen-refuelling-stations-launched/>

¹⁴ Interview de Benoit Potier, PDG d'Air Liquide, au Point le 11.12.2013