
LE TRANSPORT D'HYDROGÈNE

Sommaire

1 - Généralités

2 - Transport par pipes

3 - Transport routier ou ferroviaire

4 - Transport par bateaux

1. Généralités

Le transport d'hydrogène entre un centre de production et un lieu d'utilisation ou de distribution s'opère de diverses manières selon la durée souhaitée de ce transfert, la masse d'hydrogène en jeu, la géographie des lieux considérés et les facteurs technico-économiques.

2. Transport par pipes

Les réseaux européens

L'Europe de l'Ouest possède un réseau de pipelines d'hydrogène d'environ 1 600 km. Les principaux pays européens utilisant ce type de réseaux sont la France, l'Allemagne et le Benelux; mais de plus petits réseaux existent ailleurs, notamment en Grande-Bretagne, en Suède et en Italie.

Région Nord de la France/Belgique/Pays-Bas

Air Liquide exploite depuis 1966 un réseau dans le Nord de la France, la Belgique et les Pays-Bas (cf Fig. 1) qui a été construit à partir de 1938. Ce réseau - d'une longueur de 240 km et d'une capacité totale annuelle estimée à environ 250 millions de Nm³ (Normaux mètres cubes¹) - transporte de l'hydrogène vers 14 sites industriels des secteurs de la chimie, de la pétrochimie et des gaz.

Il est constitué de deux branches :

- La première relie l'usine de production de Waziers en France, construite en 1924, à la station d'Isbergues en France et aux stations situées près de Zeebrugge et Anvers en Belgique. Une des sources d'hydrogène est l'usine d'ammoniac de Grande Paroisse, S.A. à Waziers.
- La seconde débute près de Maubeuge en France et se poursuit vers une station près de Charleroi en Belgique. Cette ligne est connectée à la première partie du réseau dans la région d'Anvers et se prolonge aux Pays-Bas, jusqu'au port de Rotterdam/Rozenburg.

Air Products, pour sa part, exploite un pipeline d'hydrogène de 50 km de long dans la région de l'Europoort aux Pays-Bas.

¹ Normaux mètres cubes - Débit réel ramené aux conditions normatives 0°C et 1 bar absolu



Figure 1 - Réseaux de pipelines hydrogène d'Air Liquide du Nord de l'Europe

Région Est/Centre-Est/Sud Est de la France

Le réseau Est consiste en une ligne de 33 km, reliant la station d'hydrogène d'Air Liquide de Carling à l'usine Solvay de Sarralbe. L'hydrogène est issu du craquage de l'éthylène effectué par *Atofina* à Carling.

Le réseau Centre-Est consiste en une ligne de 57 km, reliant la station d'Air Liquide à Feyzin alimentée à partir de l'usine Rhodia de Belle-Etoile (sud de Lyon) à l'usine Rhodia située à Roussillon-Vallée du Rhône, au sud de Lyon.

Le réseau Sud-Est d'Air Liquide, long de 42 km, relie Lavera à Fos sur Mer. L'hydrogène est issu des usines d'électrolyse chlore-soude de Fos et Lavera du groupe Total.

Allemagne

En 1993, *BOC Limited* a acquis le réseau de pipelines, l'usine de vaporeformage et la station de remplissage détenus par *Hüls AG* depuis 1938 (cf. Fig. 2). La longueur totale des lignes situées dans la Ruhr est de 240 km. Quatorze sites de production y sont connectés, dont quatre pourvoyeurs d'hydrogène ainsi que trois stations de remplissage. En 1998, Air Liquide a racheté les activités du groupe *BOC* au Benelux et en Allemagne et ce réseau est donc à présent exploité par Air Liquide.



Figure 2 - Réseaux pipelines d'Air Liquide en Allemagne

En plus du réseau de la Ruhr, existe un second pipeline en Allemagne, long de 50 km, situé entre Leuna et Bitterfeld et exploité par *Linde*. L'un des producteurs d'hydrogène est un reformeur de gaz naturel de 35 000 Nm³/h (soit environ 280 millions Nm³/an).

Grande-Bretagne

En Grande Bretagne, le site pétrochimique de Teesside comporte plusieurs unités de production d'hydrogène fournissant les raffineries par pipelines, dont *Air Products* en possède un de 5 km de long. De plus, depuis septembre 2000, Linde est en contrat avec *Huntsman Petrochemicals* pour lui fournir 32 000 t/an d'hydrogène. Une usine de production d'hydrogène construite en 2002 fournit, par pipeline, les usines Huntsman de Wilton et de Teesside Nord.

Autres pays européens

D'autres réseaux de distribution existent ailleurs, par exemple: six pipelines de 3 km de long chacun en Suède, et un autre situé en Italie.

La situation en 2008 est illustrée par la figure 3, extraite de l'ouvrage suivant²:

Hydrogen Technology - Aline Léon - Springer 2008

²https://books.google.fr/books?id=JuGJHXj_jcwC&pg=PA131&lpg=PA131&dq=hydrogen+pipeline+in+sweden&source=bl&ots=OIAVQrITsA&sig=g5uSRX7QRTsCElif-fKM5-SFRg&hl=fr&sa=X&ved=0ahUKEwitvK6q2-vKAhWHPHQKHxV9CLMQ6AEILDAC#v=onepage&q=hydrogen%20pipeline%20in%20sweden&f=false

Operator	Network	Length (km)	Country	Length (km)
			Netherlands	187
	North Europe	949	Belgium	613
	Dunkerque	14		
	France East	37	France	303
Air Liquide	France Centre East	57		
	France South East	42		
	Le Havre	4		
	Ruhr	240	Germany	240
	Monthey	2	Switzerland	2
	Priolo	6	Italy	6
	sub-total	1351	sub-total	1351
	Leuna-Bitterfeld	135	Germany	135
Linde	Teesside	35	United Kingdom	35
	sub-total	170	sub-total	170
	Rozenburg/Rotterdam	70	Netherlands	70
Air Products	Teesside	5	United Kingdom	5
	Porto Marghera	2	Italy	2
	sub-total	57	sub-total	77
Else	Stenungsund	18	Sweden	18
TOTAL		1596		1596

Figure 3 - Réseau européen de pipelines d'hydrogène (Réf. ci-dessus)

Les réseaux en Amérique du Nord

Environ 1150 km de pipelines dédiés à l'hydrogène sont exploités aux Etats-Unis (contre près de 2 millions de km pour le gaz naturel). Le plus long réseau est situé sur la côte du Golfe du Mexique où de grandes quantités d'hydrogène sont utilisées dans le raffinage et la production chimique. La plupart de ces grands réseaux sont exploités par les trois grands opérateurs industriels que sont *Air Products*, *Praxair* et *Air Liquide*.

Texas et Louisiane

Air Liquide exploite un important réseau de pipelines le long des côtes du Texas et de la Louisiane pour fournir des gaz industriels (O_2 , N_2 et H_2) à plus de 130 clients (cf. Fig. 4).

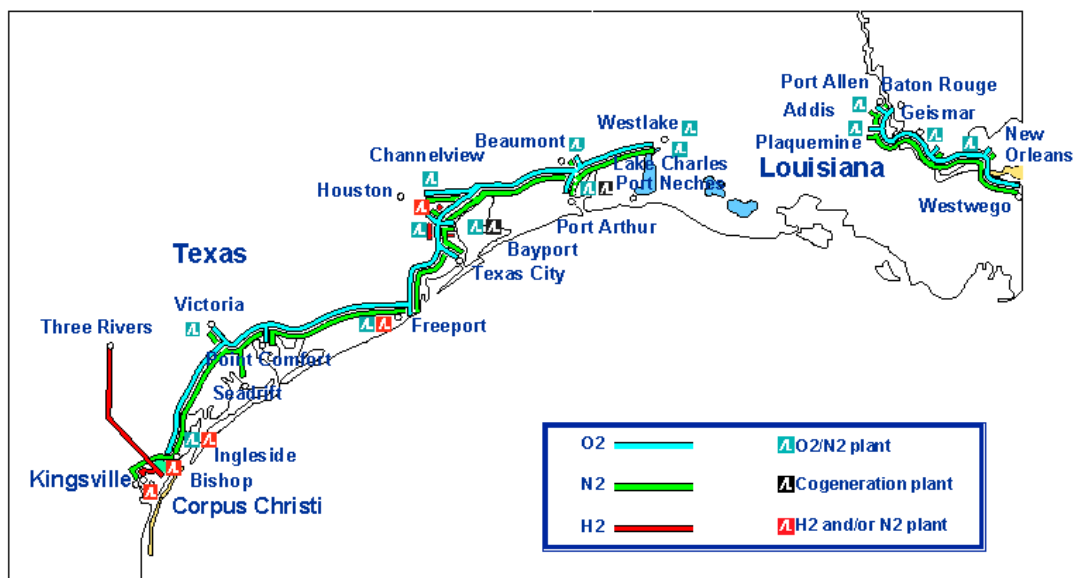


Figure 4 – Réseau de pipelines d'Air Liquide aux Etats-Unis

Le réseau d'hydrogène d'Air liquide s'étend, également dans le Texas, de Sweeny à Chocolate Bayou (environs de Houston). Celui-ci a été étendu pour inclure une nouvelle ligne entre Freeport et Texas City.

Le réseau hydrogène, dans la région de Corpus Christi au Texas, s'étend jusqu'à Three Rivers pour fournir de l'hydrogène notamment à la raffinerie d'Ultramar Diamond Shamrock.

Les réseaux d'Air Products au Texas et en Louisiane s'étendent respectivement sur 233 km et 97 km et sont alimentés par de multiples sources de production. Le premier démarre au sud-est de Houston et s'étend jusqu'à Beaumont et Orange en passant par Port Arthur. Le second s'étend depuis Baton Rouge jusqu'à la Nouvelle Orléans en longeant le Mississippi.

Praxair fournit, pour sa part, plus de 50 raffineries et usines chimiques, grâce à son réseau d'hydrogène long de 451 km situé sur la côte du Golfe du Mexique. Celui-ci s'étend de Lake Charles en Louisiane à Texas City dans le chenal maritime de Houston, au Texas. En 1999 s'est achevée une augmentation de la capacité du pipeline de la côte du Golfe du Mexique de 20%. En 2012, une extension a été réalisée par Air Products (cf. Fig. 5) pour achever le "Gulf Coast Hydrogen Pipeline", d'une longueur record de 290 km, le précédent record appartenant à la Ruhr avec 240 km.



The new, 180-mile pipeline expands our Gulf Coast hydrogen supply network to more than 600 miles, stretching from the Houston Ship Channel in Texas to New Orleans, Louisiana.

Figure 5 - le "Gulf Coast Hydrogen Pipeline" (carte fournie par Air Products)³

Autres régions américaines

De plus petits réseaux sont exploités par Praxair à Ontario (Californie), à Whiting (Indiana), à Theodore (Alabama), à Geismar (Louisiane), à Ecorse (Michigan) ou encore à Edmonton (Alberta, Canada). Air Products exploite, pour sa part, un réseau de pipelines de 8 km à Wilmington en Californie (Bassin de Los Angeles).

En plus de ces réseaux régionaux, de plus petites unités desservent des usagers comme celui exploité par Messer MG Industries à St. Marys (Pennsylvanie) ou encore celui de Shell Canada Limited à Scotford près de Fort Saskatchewan, alimenté par le site de Dow Chemical Canada et dont la construction s'est achevée en octobre 2000.

Un tableau détaillé est fourni dans la figure 6.

³ <http://www.airproducts.com/microsite/h2-pipeline/pdf/air-products-US-gulf-coast-hydrogen-network-dataSheet.pdf>

Operator	Network	Length (km)
	Texas and Louisiana (Gulf coast)	100 + 55
Air Liquide	Edmonton (Canada)	3
	Pennsylvania	3
	Louisiana (Baton Rouge-New Orleans)	210
Air Products	Texas/Gulf coast	390
	California	21
	Canada	10
	Texas and Louisiana	482
Praxair	California	< 10
	Indiana	< 10
	Alabama	< 10
Else	Canada (Shell Canada Ltd.)	/
	Amuav (Venezuela)	/

Figure 6 - Réseau de pipelines d'hydrogène d'Amérique du Nord
(même référence que la figure 3)

Réseaux dans d'autres régions du monde

Air Products exploite un réseau de pipelines de 8 km de long à Camacari au Brésil, un autre de 13 km situé à Mab Ta Phut en Thaïlande et enfin un réseau situé à Singapour. D'autres réseaux de distribution existent par ailleurs, notamment en Amérique du Sud, comme par exemple celui situé près de la raffinerie de Lagoven à Amuav au Venezuela.

Caractéristiques techniques des pipelines et sécurité

Les pipelines sont réalisés avec des aciers classiques et on ne connaît pas de problèmes particuliers liés à leur exploitation. Les pressions de service des canalisations diffèrent selon les réseaux et sont en général comprises entre 3,4 et 100 bars, pour des diamètres variant entre 10 et 300 mm.

Selon certaines études, une adaptation des réseaux actuels de distribution de gaz naturel au transport de l'hydrogène semble possible dans certaines limites. Ainsi, le transport d'un mélange gaz naturel/hydrogène (baptisé *hythane*) dans des proportions 8/1 à 9/1 en volume serait possible sans modification du réseau, ou avec des modifications mineures. Au-delà, il faudrait procéder à un redimensionnement et à un changement des installations de compression. Des recherches à ce sujet ont été réalisées⁴ dans le cadre d'un projet européen ; elles ont conclu qu'il n'y avait pas de problème particulier jusqu'à une concentration en hydrogène de 20%.

Les pipelines d'hydrogène, comme les gazoducs, peuvent être enfouis. Ainsi, en 1983, *Air Products* a réalisé le premier forage directionnel à travers une rivière, sur 1.6 kilomètre de long, pour son pipeline de la région de Louisiane. La technique est parfaitement maîtrisée, mais des recherches se poursuivent, notamment pour réduire les coûts, pour réduire la propension de l'hydrogène à fragiliser l'acier et les soudures utilisées dans la fabrication des pipelines et développer des technologies de compression plus performantes.

On peut noter que les premiers pipelines mis en place dans la Ruhr en 1938 sont toujours utilisés 12/12 mois et n'ont connu aucun incident. Le choix d'une telle solution comparée aux autres s'appuie uniquement sur des considérations économiques et non techniques, compte tenu de sa maturité.

3. Transport routier ou ferroviaire

Les industriels livrent l'hydrogène par la route ou par rail, soit sous forme de bouteilles en acier contenant de l'hydrogène sous pression, soit sous forme cryogénique.

Le stockage et la distribution d'hydrogène sous pression sont une pratique standard, depuis de très nombreuses années, avec des bouteilles ou assemblages de bouteilles cylindriques, en acier, gonflées à 20 ou 25 MPa (200 ou 250 bars). Les inconvénients de ce mode de stockage sont l'encombrement –

⁴ Voir notamment le programme européen *NaturalHy* –
http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/academic_network/2010/1b_Florisson.pdf.

seulement 14 kg/m³ à 20 MPa et à température ordinaire (21°C) - et le poids. D'où les travaux de développement d'une nouvelle technologie de stockage s'appuyant sur les progrès réalisés dans le domaine des réservoirs de type composite qui permettent de stocker l'hydrogène jusqu'à 700 bars. C'est ainsi qu'Air Products a présenté, en août 2014, un nouveau type de camion de livraison transportant de l'hydrogène sous 500 bars (cf. Fig. 7) développé dans le cadre du projet européen FCH-JU baptisé HyTEC.



Figure 7 – Camion de livraison Air Products – Hydrogène sous 500 bars

4. Transport par bateaux

L'idée de transporter de l'hydrogène par voie maritime remonte à 1990 avec le projet européen EQHHP (*Hydro Québec Hydro Hydrogen Pilot Project*) qui prévoyait d'exporter vers l'Europe, sous forme d'hydrogène liquéfié, les excédents de production d'énergie électrique produite par le Québec. Depuis cette tentative qui ne s'est pas matérialisée, comme celle ultérieure du projet japonais WE-NET, aucun autre projet n'avait conduit à une réalisation.

Mais depuis peu, le Japon porte un intérêt particulier à l'hydrogène, et regarde vers l'Australie qui pourrait devenir un producteur important. En effet, il y serait fabriqué à partir de lignite, très abondant et bon marché : il pourrait coûter moitié prix de l'hydrogène produit par les procédés traditionnels ; l'Australie s'engageant alors à séquestrer le CO₂ produit. Un tel projet pousse le Japon à développer son transport maritime. Ainsi *Kawasaki Heavy*, associé à *J- Power* s'est lancé dans le développement d'un navire adapté (projet *Hydrogen Road*). La figure 8 montre à quoi pourrait ressembler ce type de navire qui comporte de nombreuses similitudes avec les tankers de LNG.

Le premier exemplaire à l'échelle 1 est envisagé pour 2020. Il transporterait 4x40 000 m³. Auparavant, un démonstrateur de plus petite taille (transport de 2x1 250 m³) serait réalisé. La société *Iwatani* développe par ailleurs des technologies de chargement/déchargement de l'hydrogène liquide. Ce projet est subventionné par le METI/NEDO.

A noter une autre voie de transport présentée par les japonais à Sydney en 2015 : la voie du cycle réversible de la réaction (de)hydrogénation du méthylcyclohexane: c'est à dire transport de ce liquide bon marché, puis déshydrogénation en présence d'un catalyseur pour relâcher de l'hydrogène. Les performances sont les suivantes: 0,056 g(H₂)/cm³(Cy)liq. La société *Choyoda* à Yokohama (Japon) a testé tout le cycle en échelle significative dans une usine pilote (Projet SPERA H₂).



Figure 8 – Le projet de navire transporteur d'hydrogène de *Kawasaki Heavy*