

Les marchés de l'hydrogène industriel français

Situation en 2008 et perspectives

Alain Le Duigou et Marianne Miguet

Résumé	Qu'en est-il de la situation actuelle de l'hydrogène utilisé à des fins chimiques en France et quels sont ses perspectives d'évolution, ne serait-ce qu'à moyen terme (2030) ? Cet article rapporte les analyses et conclusions d'une étude conduite par le CEA dans le cadre d'un projet collaboratif, après enquête menée notamment auprès des industriels du secteur.
Mots-clés	Hydrogène, industrie, marchés, perspectives.
Abstract	The French hydrogen industrial markets: current situation and outlook This paper reports the analysis and conclusion of a study carried out near producers regarding the current situation and the outlook up to 2030 of the French hydrogen industrial markets.
Keywords	Hydrogen, industry, markets, prospects.

Si l'hydrogène fait aujourd'hui l'objet de beaucoup d'attention et de publications, c'est que son utilisation en tant que « vecteur énergétique » dans les piles à combustible pour des applications mobiles et stationnaires peut représenter à terme (2030-2050) un marché potentiel très important. Ainsi, les évaluations prospectives de développement de l'hydrogène énergie réalisées lors de la dernière décennie montrent des taux de pénétration du marché automobile mondial à l'horizon 2050 pouvant aller jusqu'à 40 % [1], voire 70 % dans certaines conditions [2], ce qui reviendrait en gros à devoir globalement doubler la production actuelle et à la multiplier par au moins cinq dans les régions les plus industrialisées comme l'Europe ou les États-Unis qui comptent une voiture particulière pour deux habitants. Notre pays, acteur important de la R & D dans le domaine, est ainsi largement concerné par de tels bouleversements. Mais qu'en est-il de la situation actuelle de l'hydrogène utilisé à des fins chimiques en France et de ses perspectives d'évolution, ne serait-ce qu'à moyen terme (2030) ? C'est ce qu'a analysé une étude conduite par le CEA en 2009 et cofinancée par l'ADEME, dans le cadre du projet collaboratif HyFrance3 [3] réunissant dix partenaires (ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), AFH2 (Association Française de l'Hydrogène), CNRS, IFP, Air Liquide, EDF, GDF Suez, Total, ALPHEA (pôle de compétences sur l'hydrogène et ses applications) et CEA – coordinateur), en se fondant certes sur les données disponibles dans la littérature, mais surtout au travers d'une enquête la plus large possible auprès des industriels du secteur.

L'hydrogène aujourd'hui : secteurs industriels et usages

Deux applications principales de l'hydrogène industriel se partagent aujourd'hui le marché à parts à peu près égales : le raffinage (désulfuration des produits et conversion des coupes lourdes) et la chimie (ammoniac principalement, mais également méthanol, HMDA

(hexaméthylène diamine), THF (tétrahydrofurane), H₂O₂, aniline), ainsi que la métallurgie, l'agroalimentaire et l'industrie du verre. Actuellement, la production mondiale d'hydrogène à des fins industrielles est d'environ 60 Mt (dont environ 14 % en Europe et 1 % en France) [4-5], et on s'attend à une forte progression à court terme (+ 4 %/an environ). Par ailleurs, on notera que les besoins de l'industrie sont pratiquement entièrement couverts par des productions sur les sites mêmes, ou à proximité par des fournisseurs de gaz industriel ; l'hydrogène est ainsi peu transporté.

Il convient de préciser quelques notions largement utilisées au cours de cette étude : on y distingue l'hydrogène volontairement produit – le plus souvent sur le site industriel par l'entreprise qui le consomme (hydrogène dit « captif ») ou par un gazier industriel (hydrogène dit « marchand », qui peut également être transporté depuis un site de production éloigné) – de l'hydrogène résultant d'un procédé non dédié à sa production (hydrogène dit « coproduit ») et qui est généralement soit réutilisé dans d'autres procédés (quelquefois même revendu), soit brûlé ou éventé.

L'hydrogène est très majoritairement produit à partir de combustibles fossiles (plus de 95 % au niveau mondial). La *figure 1*, établie d'après les références [4] et [6], montre une répartition légèrement différente pour l'Europe : part plus importante (12 % au lieu de 4) prise par la coproduction par l'industrie du chlore (électrolyse), au contraire de l'utilisation du charbon (5 % en Europe pour près de 18 % dans le monde). Plus de 80 % de la production est réalisée par SMR (« steam methane reforming ») – reformage du méthane pour les productions captive et marchande – et à partir de pétrole – coproduction directement réutilisée dans le raffinage. La répartition de la consommation d'hydrogène par secteur au niveau européen est illustrée par la *figure 2* [4, 6] Cette répartition est similaire au niveau mondial. Les premiers consommateurs sont les raffineries (près de 50 % de la consommation), suivis par les producteurs d'ammoniac (près de 40 %). Les autres domaines, plus minoritaires, sont ceux de la production de méthanol, de la

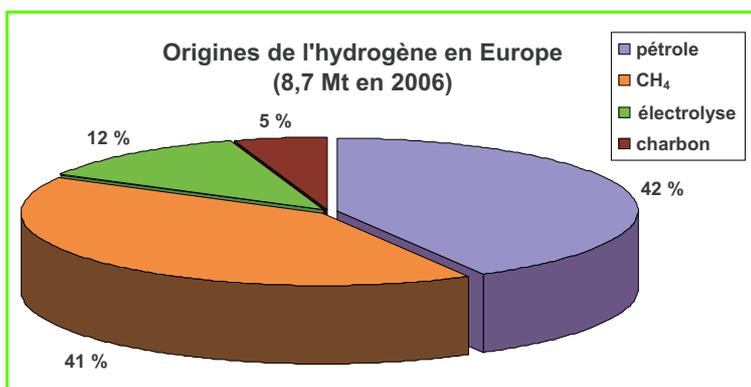


Figure 1 - Répartition des matières premières utilisées pour la production d'hydrogène en Europe en 2006 (d'après [4] et [6]).

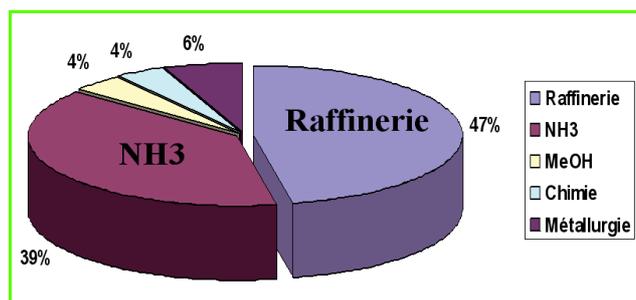


Figure 2 - Répartition globale de la consommation d'hydrogène en Europe en 2006 (d'après [4] et [6]).

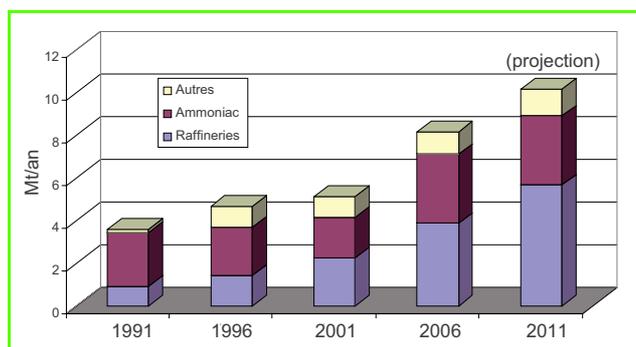


Figure 3 - Évolution par secteurs de la consommation d'hydrogène en Europe sur les vingt dernières années (en Mt/an).

chimie (hors méthanol et ammoniac) et de la métallurgie. La figure 3 montre l'évolution de la consommation d'hydrogène en Europe, avec une projection jusqu'en 2011, selon les études précédemment citées mais également d'autres sources [7-9]. Les valeurs fournies pour la France se situent entre 600 000 et 700 000 t/an pour les années 2005-2007, avec dans tous les cas plus de 50 % d'hydrogène captif, de 23 à 32 % d'hydrogène coproduit et 16 % ou moins d'hydrogène marchand. L'hydrogène coproduit en sidérurgie n'est que partiellement, voire pas du tout, pris en compte dans ces études.

Situation actuelle de l'hydrogène en France

L'analyse de la situation nationale s'est essentiellement fondée sur une enquête (sous forme de questionnaire) effectuée entre février et juin 2009 auprès des industriels des

secteurs concernés, dont la liste la plus complète possible a été établie au moyen des données bibliographiques existantes [4-6] et de compléments d'informations obtenus lors des divers contacts. Des experts de l'Agence nationale de la recherche (ANR), de la Société Française de Génie des Procédés (SFGP) et de l'ADEME ont également été contactés [10-12]. Les réponses ont été classées suivant les définitions d'hydrogène « captif », « marchand » et « coproduit » décrites ci-dessus. On a en particulier cherché à identifier le plus précisément possible la part de l'hydrogène coproduit utilisée sous forme énergétique, c'est-à-dire lorsqu'il est brûlé, afin de quantifier les quantités potentiellement récupérables pour d'autres applications (cela suppose bien entendu que l'on devrait dans ce cas lui substituer une autre source d'énergie) : hydrogène ici nommé CPS (coproduit potentiellement substituable).

Les industriels suivants ont été contactés : Acetex, Air Liquide, ArcelorMittal, Arkema, Comurhex, Eka Chemicals, Esso, GPN, Ineos, Linde, Lyondellbasell, Naphtachimie, PEC-Rhin, Perstorp, Petroplus, Polimeri Europa, PPC, Produits Chimiques de Loos, Saint-Gobain, Solvay Electrolyse, SPCH, Total, Yara, ainsi que StatoilHydro (NorskHydro) et IHT (ces deux derniers en tant que producteurs par électrolyse de l'eau). Une proportion très importante des industriels contactés a répondu (21 sur 23, réponses individuelles conservées par le CEA), partiellement ou complètement, ce qui représente environ 87 % en masse de la quantité totale d'hydrogène produite et consommée (d'après cette étude). En cas d'absence de réponse, les données de la littérature ont été conservées. Enfin, certaines valeurs ont pu être consolidées par des données sur les consommations de méthane (CH₄) fournies par GDF Suez. Les résultats fournis ici, ainsi que dans le cadre du projet HyFrance3, sont regroupés par secteurs industriels afin de préserver la confidentialité des informations fournies par chaque entreprise. Le paysage de l'hydrogène est rendu complexe par des transferts de secteurs producteurs à secteurs consommateurs ; les résultats de l'enquête sont donc présentés en distinguant la production de la consommation – ce qui permet notamment de mettre en évidence la part prise par l'hydrogène utilisé à des fins énergétiques (CPS) –, avant d'en montrer les liens. Le bilan GES (gaz à effet de serre) des méthodes de production a également été évalué.

L'étude a enfin abordé les perspectives d'évolution à l'horizon 2020/2030 des divers marchés de l'hydrogène, en particulier celui de la production d'engrais azotés (utilisation d'ammoniac), ainsi que celui d'une possible utilisation dans les opérations de réduction du minerai pour la sidérurgie (en remplacement du coke).

Production d'hydrogène captif, marchand et coproduit en France

La production totale d'hydrogène en France est d'environ 920 000 t/an d'après cette enquête. Il s'agit du bilan de l'année 2008, qui montre une augmentation sensible par rapport aux bilans des années 2006 et 2007 fournis plus haut, augmentation qui s'explique principalement d'une part par la comptabilisation des gaz de cokerie, représentant déjà à eux seuls 127 000 t/an d'hydrogène, d'autre part par la mise à jour des valeurs et de la liste des sites (certains sont absents des études précédentes), et enfin par quelques augmentations dans certains secteurs.

La *figure 4* montre la partition en hydrogène captif, marchand et coproduit. On note la nette prédominance de la production d'hydrogène coproduit (près de 60 % du total), à l'inverse de ce que montraient les précédentes études. Cela est dû à la classification en « coproduit », et non en « captif », de l'hydrogène produit dans des opérations de raffinage (qui nécessitent par ailleurs un apport complémentaire d'hydrogène volontairement produit, classé en « captif » ou en « marchand » suivant les cas), classification qui apparaît également dans une étude américaine récente du Department of Energy (DOE) [13].

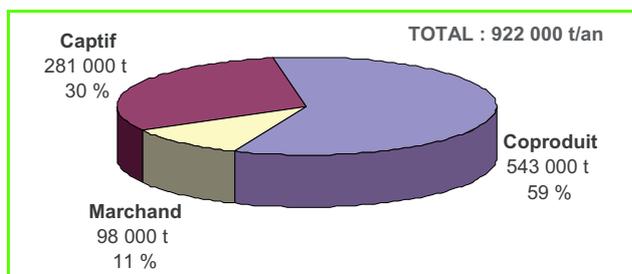


Figure 4 - Bilan et répartition de l'hydrogène captif, coproduit et marchand produit en France en 2008 (d'après les données bibliographiques et les contacts).

La répartition par secteurs industriels est illustrée par la *figure 5*. Comme au niveau mondial et européen, le premier producteur est le pétrole (raffinage et pétrochimie), suivi par l'ammoniac (NH_3), la production marchande et celle de la sidérurgie (gaz de cokerie). Le plus petit producteur est l'industrie du chlore. L'hydrogène coproduit correspond aux secteurs du chlore, de la cokerie et de la pétrochimie (éthylène, acétylène, styrène). Le secteur de la raffinerie assure à la fois une production d'hydrogène coproduit et d'hydrogène captif. L'hydrogène volontairement produit, captif et marchand, correspond aux secteurs de l'ammoniac, de la chimie (la France ne produit pas de méthanol) et de la métallurgie.

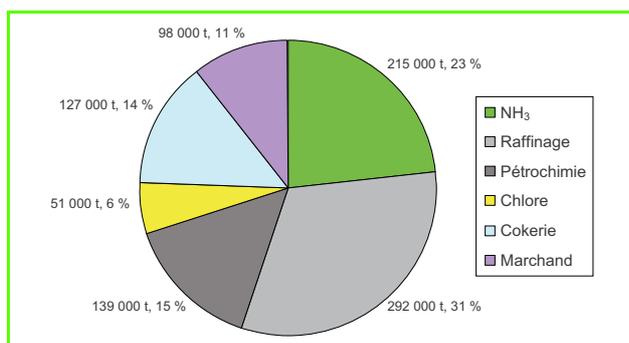


Figure 5 - Répartition de la production annuelle d'hydrogène par secteurs en France.

La *figure 6* montre la répartition des matières premières utilisées, volontairement (gaz naturel) ou non (coproduction), dans la production d'hydrogène en France. La coproduction provient de l'utilisation du coke (production de gaz de cokerie), du recours à l'électrolyse (chlore et chlorate de sodium) et du pétrole (raffinage et pétrochimie). La production captive et marchande se fait en général par SMR, donc avec du gaz naturel. Un peu plus de 5 000 t/an sont produites à partir d'oxydation partielle (comptabilisée avec le gaz naturel dans le graphique). Une très faible quantité est produite à partir d'électrolyse de l'eau.

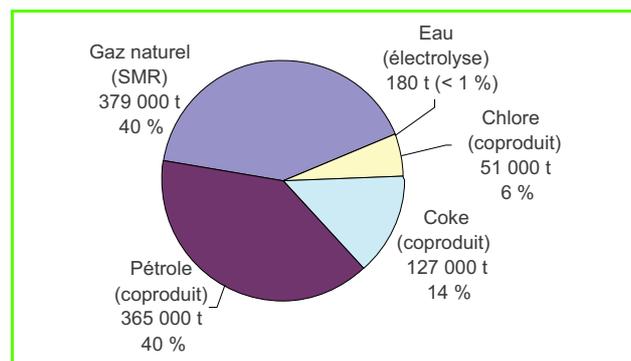


Figure 6 - Matières premières utilisées dans la production d'hydrogène en France (hydrogène captif, marchand, coproduit).

Consommation d'hydrogène en France

L'hydrogène est le plus souvent utilisé là où il est produit, car il est plus aisé de transporter le gaz naturel que l'hydrogène pour le reformer sur le lieu de consommation. Par ailleurs, les échanges frontaliers sont très réduits (données INSEE et Douanes), tout au plus quelques centaines de tonnes par an, ce qui permet de dire qu'au niveau national, les quantités produites sont égales aux quantités consommées.

Les raffineries sont les plus gros consommateurs ; leur hydrogène vient de leur propre coproduit et de celui de la pétrochimie, de leurs unités captives et du marchand. Les consommations de la pétrochimie (hydrogénation) sont négligeables et ont été classées dans la partie raffinerie. L'ammoniac consomme très majoritairement de l'hydrogène captif. Le CPS provient de l'industrie de production du chlore, des gaz de cokerie et du pétrole (raffinage et pétrochimie). La chimie recouvre à la fois l'utilisation du coproduit des chloriers (par exemple la production de peroxyde d'hydrogène par Arkema) et la consommation d'hydrogène marchand par divers chimistes (par exemple Rhodia qui produit du HMDA, utilisé pour le nylon). La métallurgie consomme de l'hydrogène marchand, mais comme pour le spatial, les quantités sont faibles. On obtient alors les répartitions montrées dans la *figure 7*, suivant que l'on considère ou non la part CPS qui se répartit de la manière suivante : un total de 237 000 t/an qui se décompose en 127 000 t issues du secteur de la sidérurgie, 82 000 t issues du secteur du pétrole et 28 000 t issues du secteur de la chimie. La quantité totale de CPS est ainsi très importante : 44 % de tout l'hydrogène coproduit, ou le quart de la production d'hydrogène toutes origines confondues. Dans le cas du raffinage, la teneur en hydrogène CPS des mélanges est faible ; il n'est donc pas, pour des raisons de coûts, récupérable pour d'autres applications que celles auxquelles il est destiné aujourd'hui dans le procédé (principalement brûlé en tant que « fuel gas »). Dans tous les cas, la teneur en impuretés ainsi que le type d'impuretés seront déterminants pour l'usage que l'on veut en faire – les conditions technico-économiques d'une récupération n'ont pas été abordées dans cette étude. Cette notion de CPS n'est pas nouvelle : dans le projet européen Roads2HyCom [14], une évaluation de l'hydrogène coproduit en Europe a été réalisée ; la part potentiellement récupérable, et par conséquent remplaçable par une autre source d'énergie, suivant une définition similaire à la nôtre (il est question de « surplus »), a été évaluée entre 10 et 20 % de l'hydrogène coproduit.

Bilan des échanges entre production et consommation

Une comparaison des répartitions, par secteurs, de la consommation et de la production d'hydrogène est intéressante sur le plan des flux d'hydrogène : quel producteur pour quel consommateur ? La pétrochimie est elle aussi consommatrice d'hydrogène, mais cela concerne de très faibles quantités par rapport à la raffinerie ; sa consommation a donc été incluse avec cette dernière. La *figure 8* et le *tableau 1* montrent les répartitions et les liens entre la production et la consommation d'hydrogène en France. Concernant le secteur raffinage + pétrochimie (le plus complexe) : sur les 473 000 t/an d'hydrogène consommées, 124 000 t sont volontairement produites (66 000 t sur place en captif et 58 000 t achetées à des gaziers industriels – hydrogène marchand), principalement par SMR, et 349 000 t sont issues de coproduction.

En ce qui concerne la coproduction par les gaz de cokerie (gaz de coke – le seul présentant un taux d'hydrogène significatif –, gaz des hauts fourneaux, gaz d'aciérie), l'hydrogène qu'ils contiennent n'est pas aujourd'hui récupéré pour une utilisation chimique ; il est utilisé en tant que « vent chaud » et brûlé [15]. La pertinence de sa récupération est évaluée dans le projet japonais COURSE50 [15], principalement pour réutilisation (après traitement approprié) dans le procédé de réduction du minerai. La totalité de l'hydrogène coproduit ne pourrait cependant assurer qu'une petite partie des opérations de réduction du minerai, et il faudrait en parallèle assurer par une autre voie les rôles thermique et thermo-aérodynamique dévolus aujourd'hui aux gaz de cokerie. Tout comme dans le projet japonais METI [16], Fred Joseck *et coll.* (Argonne National Laboratory) [17] ont de leur côté analysé l'ensemble du procédé de récupération de l'hydrogène coproduit par les gaz de cokerie pour une utilisation en pile à combustible, en établissant en particulier un bilan des émissions de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄ et N₂O) du puits à la roue ; d'après les auteurs, ces dernières resteraient inférieures à celles qui seraient produites par reformage de gaz naturel.

Bilan des émissions de gaz à effet de serre de la production d'hydrogène

Les deux principaux procédés de production volontaire d'hydrogène, par SMR et par électrolyse alcaline, ont été évalués et comparés en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Le *tableau II* présente les émissions de CO₂ équivalent, ou de CO₂, par kg d'hydrogène produit, ainsi que la puissance nécessaire à l'électrolyse (kWh), suivant le projet PROTEC-H2 [1], qui se fonde sur les données de l'IFP et de la base H2A [18], des publications du NREL (National Renewable Energy Laboratory) [19-20] et sur le projet européen INNOHYP-CA [21]. Selon [19] et [21], une proportion modeste, comprise entre 7 et 16 %, du gaz naturel entrant dans le SMR est utilisée à des fins énergétiques (réactions endothermiques, vaporisation de l'eau).

Si les émissions pour le procédé SMR sont assez semblables entre les diverses sources bibliographiques, celles dues à l'utilisation de l'électrolyse alcaline dépendent

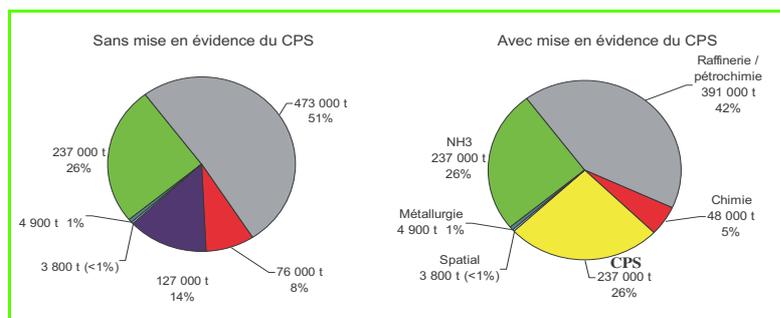


Figure 7 - Répartition de la consommation d'hydrogène (en t/an), avec mise en évidence de la part prise par le « CPS ».

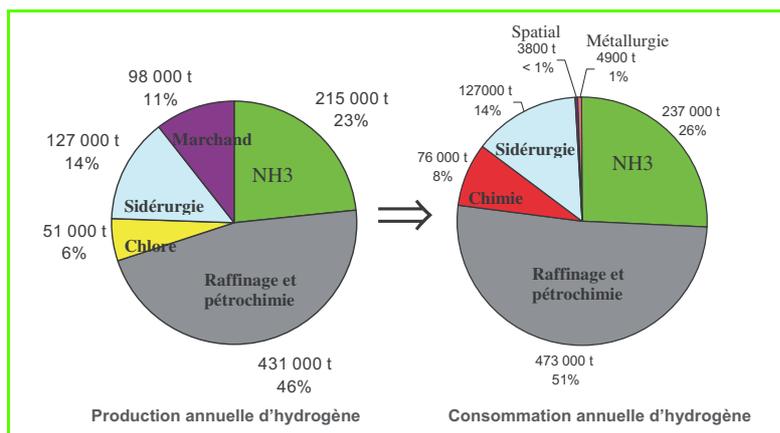


Figure 8 - Répartitions et liens entre la production et la consommation d'hydrogène en France (t/an).

Tableau I - Flux d'hydrogène circulant des producteurs aux consommateurs.

Production		Consommation	
Producteurs	Quantité H ₂ (t/an)	Consommateurs	Quantité H ₂ (t/an)
Pétrole (raffinerie et pétrochimie) (captif et coproduit)	409 000 (343 000 coproduit, 66 000 captif)	Raffinerie	327 000
		CPS (raffinerie + pétrochimie)	82 000
Pétrochimie (coproduit)	22 000	NH ₃	22 000
NH ₃ (captif)	215 000	NH ₃	215 000
Chlore (coproduit)	51 000	Chimie	17 000
		CPS (chlore) (chimie)	28 000
		Marchand	1 400
Marchand (SMR)	98 000	Raffinerie	4 700
		Raffinerie	58 000
		Chimie	31 000
Cokerie (coproduit)	127 000	Métallurgie	4 900
		Spatial	3 800
		CPS (sidérurgie)	127 000

fortement du mix énergétique utilisé. Les *tableaux III* et *IV* distinguent deux cas : le cas 1, qui considère les émissions dues à la production volontaire d'hydrogène (captif et marchand), et le cas 2 qui y ajoute la coproduction. Ces

Tableau II - Émissions de CO₂ équivalent, de CO₂ ou de kWh par kg d'H₂, pour les procédés SMR et électrolyse alcaline.

Source	Procédé	kg _{CO2eq} /kg _{H2}
PROTEC-H2	SMR avec séquestration	0,89
	SMR sans séquestration	9,9
NREL	SMR sans séquestration (ACV filière complète)	11,9
INNOHYP	SMR	6,38 à 9,46 kg _{CO2} /kg _{H2}
INNOHYP	Électrolyse alcaline	11,44 à 44,2
NREL	Électrolyse alcaline (valeur moyenne)	60,0 kWh/kg _{H2}

Tableau III - Émissions de CO₂ équivalent dues à la production d'H₂ par SMR.

	Cas 1	Cas 2
Production d'H ₂	379 000 t/an	922 000 t/an
Émissions de CO ₂ (suivant NREL, 11,9 kg _{CO2eq} /kg _{H2})	4,5 Mt_{CO2eq}/an	11 Mt_{CO2eq}/an

Tableau IV - Émissions de CO₂ qui seraient dues à la production d'H₂ si elle se faisait par électrolyse alcaline.

Source	Mix kg _{CO2} /kg _{H2}	Cas 1	Cas 2
Production d'H ₂		379 000 t/an	922 000 t/an
(suivant NREL, 60 kWh/kg _{H2})	Européen : 20,4	7,8 Mt _{CO2} /an	19 Mt _{CO2} /an
	Français : 5,46	2 Mt _{CO2} /an	5 Mt _{CO2} /an
	Nucléaire : 0,3	0,11 Mt _{CO2} /an	0,28 Mt _{CO2} /an

tableaux fournissent les valeurs des émissions totales de CO₂ en France dues à la production d'hydrogène, d'une part par SMR, d'autre part par électrolyse suivant que l'on considère le mix électrique européen (0,341 kg_{CO2}/kWh), le mix électrique français (0,091 kg_{CO2}/kWh) ou l'utilisation de la seule énergie nucléaire (0,005 kg_{CO2}/kWh) (émissions des mix fournies par [22]). La production par SMR contribue ainsi aux émissions totales de CO₂ équivalent en France métropolitaine (environ 520 Mt/an en 2007 suivant le CITEPA (Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique) [23]), à hauteur de 0,9 % et 2 % respectivement suivant les cas 1 et 2. Lorsque la production se fait par électrolyse, les émissions de CO₂ diminuent si l'on utilise un mix énergétique français (0,4 et 1 %) et nucléaire (moins de 0,1 %), mais augmenteraient avec un mix européen (1,5 et 3,7 %).

Perspectives d'évolution du marché de l'hydrogène en France

La littérature donne des prévisions d'évolution pour les quelques années à venir, mais ce ne sont jamais des perspectives jusqu'en 2020-2030 et elles concernent le plus souvent l'Europe et le monde, beaucoup plus rarement la France. Ainsi, le rapport de Freedonia [24] donne quelques évolutions pour la

France de 1996 à 2006 et les perspectives jusqu'en 2016 pour l'hydrogène marchand ; les données sont des coûts en dollars et non des quantités d'hydrogène, et sont toujours en hausse. Le rapport d'ALPHEA indique également des évolutions pour l'Europe [4] : le marché européen de l'hydrogène devrait croître d'environ 4,1 % pour la période 2006-2011 (stagnation dans le secteur de l'ammoniac, croissance de 8 % pour l'hydrogène marchand). Le rapport XERFI 700 [8] sur la production de gaz industriels en France indique quant à lui que le secteur des gaz industriels, après deux années de forte croissance en 2006 et 2007, a souffert en 2008 de pertes de débouchés dans l'industrie. La production d'hydrogène marchand, croissante jusqu'alors, a ainsi chuté de 5,2 %, touchée par la réduction des commandes dans la métallurgie, l'électronique et surtout le verre.

Certains industriels et experts contactés lors de cette enquête ont pu apporter les éléments qui sont développés ci-après.

La production d'ammoniac en France est en baisse depuis 2000, comme en atteste la figure 9 (INSEE, [25]). C'est un processus qui devrait se poursuivre, tout du moins dans les dix ans à venir, voire s'accélérer pendant la décennie suivante [11]. En effet, la politique agricole commune n'incite plus aux augmentations de rendements ni à l'utilisation d'engrais azotés (pollution aux nitrates), et des alternatives à caractère biologique sont aujourd'hui développées (avec la fixation symbiotique de l'azote de l'air en ammoniac) afin de diminuer la dépendance au prix du gaz (indexé sur le prix du pétrole) nécessaire à la production d'hydrogène et du fait d'une conscience environnementale forte qui tend à se développer à la fois chez les producteurs et chez les consommateurs. Par ailleurs, le contexte réglementaire relatif aux émissions atmosphériques d'ammoniac, qui n'est pour l'instant pas contraignant pour la France (plafond suffisamment élevé), est en cours de révision et il est fort probable que le plafond d'émissions de NH₃ pour 2020 diminuera significativement [12]. En outre, l'ammoniac est un des pré-curseurs de formation des particules fines, et des objectifs ambitieux pour les échéances 2015 et 2020 ont été inscrits dans la directive européenne sur la qualité de l'air publiée en 2008. Il semble ainsi que le besoin en hydrogène nécessaire à la production d'ammoniac pour les engrais azotés pourrait être réduit de 25 à plus de 50 % à l'horizon 2030 [11].

Si les besoins en hydrogène pour les raffineries sont aujourd'hui majoritairement couverts par l'hydrogène coproduit, un apport d'hydrogène complémentaire est cependant nécessaire, notamment pour les opérations de désulfuration : environ 170 000 t/an d'après cette étude. Ce besoin supplémentaire pourrait s'accroître de quelques centaines de milliers de tonnes par an à l'horizon 2030, principalement afin d'assurer la désulfuration des produits et la conversion des coupes lourdes.

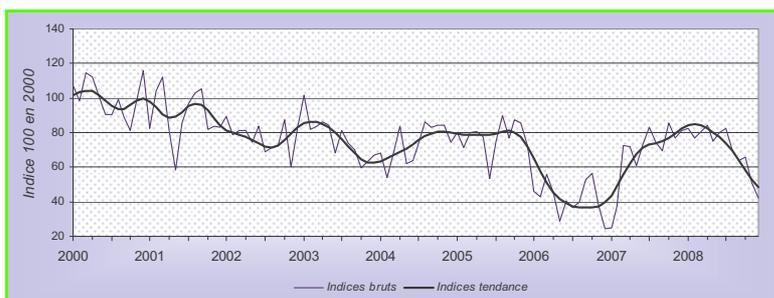


Figure 9 - Évolution de la production d'ammoniac en France (INSEE).

En ce qui concerne l'hydrogène issu de la production du chlore (produit utilisé principalement dans les secteurs du bâtiment et de l'automobile) et du chlorate de soude, la prévision à l'horizon 2030 est une gageure pour les professionnels de ce secteur, mais il leur semble que ce marché devrait rester stable après une reprise suite à la crise.

Enfin, un marché de grande ampleur est susceptible d'émerger dans les décennies à venir : celui de la sidérurgie. Le procédé de réduction du minerai fer (Fe_2O_3 ou Fe_3O_4) aujourd'hui en œuvre utilise le coke. Son inconvénient majeur est l'émission d'une grande quantité de CO_2 : la production d'une tonne de bande de laminage d'acier émet 1,8 t de CO_2 . Ce secteur industriel a décidé de réduire sensiblement ses émissions de gaz à effet de serre – il contribue à lui seul à environ 6 % des émissions nationales –, comme en témoignent divers projets à travers le monde : ULCOS [15], COURSE50 (Japon) [15], POSCO (Corée) et AISI (États-Unis). Le projet européen ULCOS, piloté par Arcelor Mittal, a en particulier pour ambition de réduire de 50 % les émissions de CO_2 de la sidérurgie. La réduction directe par l'hydrogène est aujourd'hui un procédé mature (il existe des unités de réduction par l'hydrogène au niveau mondial, mais pas en France) [15], et le seul obstacle semble être le coût d'approvisionnement en hydrogène des installations. Cette réduction nécessite 60 kg d'hydrogène par tonne d'acier produit ; en considérant les perspectives d'évolution de la production d'acier en France (environ 20 Mt/an, quasi-stagnation dans les décennies à venir), on peut évaluer la quantité d'hydrogène qui serait nécessaire pour réaliser la réduction directe du minerai : plus d'1 Mt/an, soit une valeur supérieure à la production totale d'hydrogène actuelle, toutes origines confondues (captif, marchand et coproduit) – ce qui est considérable. Les procédés permettant de répondre aux objectifs d'ULCOS sont le SMR avec séquestration du CO_2 (quel que soit le mix utilisé pour les parties de procédé utilisant de l'électricité) et l'électrolyse alcaline, à condition de n'utiliser que l'énergie nucléaire (320 $\text{kg}_{\text{CO}_2/\text{t}_{\text{acier}}}$), voire un mix français (objectif presque atteint, avec un peu plus de 900 $\text{kg}_{\text{CO}_2/\text{t}_{\text{acier}}}$) [15, 26].

Conclusion

La quantité totale d'hydrogène produit et consommé en France est d'environ 920 000 tonnes par an. Les secteurs producteurs et consommateurs sont par ordre d'importance : le pétrole (raffinerie et pétrochimie), l'ammoniac, la sidérurgie (coproduction), la chimie et l'industrie du chlore (coproduction). Les matières premières utilisées sont à 80 % le gaz naturel (SMR) et le pétrole (coproduction), le reste étant produit par les gaz de cokerie et le chlore. La production volontaire (à partir de gaz naturel) est inférieure à celle coproduite (40 % vs 60 %). La quantité d'hydrogène brûlé (potentiellement récupérable pour d'autres applications) est de l'ordre de 25 % du total.

Les émissions actuelles de CO_2 sont comprises entre environ 1 et 2 % des émissions totales françaises. Elles diminueraient avec une production par électrolyse utilisant un mix énergétique français et nucléaire, mais augmenteraient avec un mix européen.

Les prévisions d'évolution de la production d'hydrogène sont globalement à la hausse, essentiellement du fait du secteur pétrolier (baisse attendue dans le secteur de l'ammoniac). La production annuelle vers 2030 devrait ainsi être supérieure à 1 Mt/an. Si la sidérurgie utilisait de l'hydrogène partout où cela est possible, cela doublerait les quantités totales d'hydrogène produites et consommées en France.

Remerciements

Les auteurs remercient vivement les correspondants des entreprises et sites industriels pour leurs réponses au questionnaire et les échanges très fructueux par téléphone et courriels.

Notes et références

- [1] *Synthèse du projet PROTEC-H2/ANR-05-PANH-007*, ENERDATA, 27 février 2009.
- [2] HyWays, the European Hydrogen Roadmap, Contract SES6-502596.
- [3] Le Duigou A. *et al.*, *Aims and first assessments of the French hydrogen chains Project HyFrance3*, World hydrogen energy congress (WHEC), 16-20 mai 2010, Essen (All.).
- [4] ALPHEA, *Marché de l'hydrogène, hors énergie, en France et en Europe*, 2009.
- [5] *Roads2HyCom*, Roads2HyCom Hydrogen & Fuel Cell Database, 2007 (www.roads2hy.com).
- [6] D'Estaintot G., Thiry S., *Étude de marché : l'hydrogène industriel en France*, DELPHIS ENERGY, Partie 1 « Vue d'ensemble du marché de l'hydrogène », document réalisé pour le compte de N-GHY dans le cadre du projet VabHyogaz (maître d'ouvrage PHYrenées), 2009, aimablement transmis par D. Grousset (N-GHY) et B. Grano (ENSTIMAC).
- [7] *World Industrial Gases to 2011*, The Freedonia Group, 2008.
- [8] *Groupes de gaz industriels dans le monde*, XERFI 700, juillet 2008.
- [9] <http://indexmundi.com/minerals/?country=tr&product=ammonia&graph=production>, d'après <http://minerals.usgs.gov>.
- [10] Jacques Bousquet (président du Conseil scientifique et technique de la SFGP), entretien et courriels, mai 2009.
- [11] Michel Griffon (ingénieur agronome, directeur général adjoint de l'ANR, président du Comité scientifique du Fonds français pour l'environnement mondial (FFEM), auteur de *Nourrir la Planète*), entretiens téléphoniques et courriels, juin 2009.
- [12] Emmanuel Fiani (expert émissions polluantes, ADEME), courriels, juillet 2009.
- [13] Gerdes K., Skone T. (Department of Energy, National Energy Technology Laboratory), *Development of baseline data and analysis of life cycle greenhouse gas emissions of petroleum-based fuels*, 2008.
- [14] *Industrial surplus hydrogen and markets and production, deliverables 2.1 and 2.1 A*, Roads2HyCom, mars 2007.
- [15] Jean-Pierre Birat (Arcelor Mittal, coordinateur du projet ULCOS), entretien et courriels, avril 2009.
- [16] Tomuro J. (Hydrogen Project Office, Engineering Advancement Association of Japan (ENAA)), *Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration (JHFC), project overview, METI project*, Conférence lors du 4^e IPHE Steering Committee Meeting (15 sept. 2005, Kyoto, Japon).
- [17] Joseck F. *et al.* (Office of Hydrogen, Fuel Cells and Infrastructure Technologies, US Department of Energy, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory), Potential energy and greenhouse gas emission effects of hydrogen production from coke oven gas in US steel mills, *Int. Journal of Hydrogen Energy*, 2008, 33, p. 1445.
- [18] Projet USDOE H2A, www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html.
- [19] Mann M., Spath P., *Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming*, NREL/TP-570-27637, fév. 2001.
- [20] Ivy J., Summary of electrolytic hydrogen production, *Milestone Completion Report*, NREL/MP-560-36734, sept. 2004.
- [21] Ewan B. *et al.*, *INNOHYP CA - Final Report*, INNOHYP CA-FR-CEA/07-05, 2007.
- [22] Daval M., *Mémento de l'Énergie*, CEA/DCom, I-Tésé (Institut de Technico-Économie des Systèmes Énergétiques), 2008.
- [23] *Émissions de GES en France*, CITEPA, 2007.
- [24] *World Industrial Gases to 2011*, The Freedonia Group, 2008.
- [25] www.insee.fr/fr/themes/detail.asp?reg_id=99&ref_id=panorama-industrie.
- [26] Fabrice Patisson (professeur, École des Mines de Nancy), entretien et courriels, avril-juin 2009.



A. Le Duigou

Alain Le Duigou est ingénieur coordinateur de projets au CEA DEN, Gif-sur-Yvette*.

Marianne Miguet est stagiaire fin d'études, ENSTIMAC, École des Mines d'Albi Carmaux**.



M. Miguet

* CEA DEN, I-Tésé, F-91191 Gif-sur-Yvette.

Courriel : alain.le-duigou@cea.fr

** ENSTIMAC, École des Mines d'Albi Carmaux, Campus Jarlard, F-81013 Albi CT Cedex 09.

Courriel : miguet@mines-albi.fr