



L'hydrogène est considéré comme le vecteur d'énergie de demain. Mais au plan économique, les procédés de production actuels ne sont pas adaptés. Si le reformage à la vapeur du méthane est le procédé qui, à grande échelle, donne du gaz au meilleur coût de production – comparable au prix de l'essence hors taxes – l'électrolyse de l'eau est aujourd'hui jusqu'à cinq fois plus coûteuse. L'hydrogène pourrait néanmoins être distribué localement en station-service à un coût final hors taxes jusqu'à 2,5 fois plus élevé seulement que le prix de l'essence à la pompe. L'économie de l'hydrogène énergie est donc à appréhender sur l'ensemble de la filière énergétique, de la production à l'utilisation.

De l'hydrogène chimique à l'hydrogène énergétique

La demande va changer de nature...

Pour répondre à une demande plus axée sur le vecteur énergétique que sur la matière première chimique, l'économie de l'hydrogène doit évaluer les tendances des coûts et leurs potentiels de réduction afin de ne retenir que les filières et options technologiques les mieux adaptées aux spécificités locales de la demande.

Actuellement, l'industrie utilise l'**hydrogène** surtout pour ses propriétés chimiques, essentiellement dans les usines d'ammoniac (la moitié de la consommation mondiale) et les raffineries de pétrole, en particulier pour la désulfuration de l'essence et du gazole ainsi que pour la production de **méthanol**. Une petite partie sert

néanmoins dans d'autres secteurs comme la soudure, l'industrie du verre, la fabrication de semi-conducteurs et d'aliments. L'hydrogène est très peu utilisé pour sa capacité énergétique, sauf dans des applications très particulières comme la propulsion des engins spatiaux. La production mondiale actuelle d'hydrogène est de l'ordre de 550 milliards de **Nm³**, correspondant à environ 130 **Mtep**, soit 1,5% de la production mondiale d'énergie primaire. L'hydrogène est produit, soit comme sous-produit de l'industrie chimique et des raffineries, soit spécifiquement selon divers procédés visant généralement à obtenir un **gaz de synthèse** à partir de composés carbonés **fossiles (hydrocarbures, charbon)**. Le procédé spécifique le plus couramment utilisé et le plus économique, à grande échelle, est le **reformage** à la vapeur d'eau du **méthane**. L'**électrolyse** de l'eau, en raison de son coût élevé et de son rendement énergétique global médiocre, est actuellement réservée à un marché de niche pour une production de très haute pureté.

Seule une faible fraction de la production mondiale (moins de 5% selon Air Liquide) est externalisée ("over-the-fence"; OTF), c'est-à-dire assurée par des fournisseurs de gaz industriels qui disposent de l'infrastructure adéquate (par exemple, un gazoduc). Cette fraction devrait probablement augmenter à l'avenir, notamment parce que la réglementation environnementale plus sévère qui pèse sur les **carburants** requiert toujours plus d'hydrogène marchand.

Or l'hydrogène n'a pas réussi jusqu'à présent à devenir un **vecteur d'énergie**, notamment parce que le coût de la filière énergétique reste dissuasif, en intégrant la chaîne complète depuis la production à partir de diverses sources d'**énergie primaire** jusqu'à sa distribution aux utilisateurs (par exemple d'un véhicule particulier équipé d'une **pile à combustible**).

Il existe cependant maintenant un consensus assez large, en Europe et au-delà, pour admettre qu'un développement commercial significatif de l'hydrogène et



Le Square des photographes/Air Liquide

Unité de production d'hydrogène du groupe Air Liquide à Waziers (Nord).

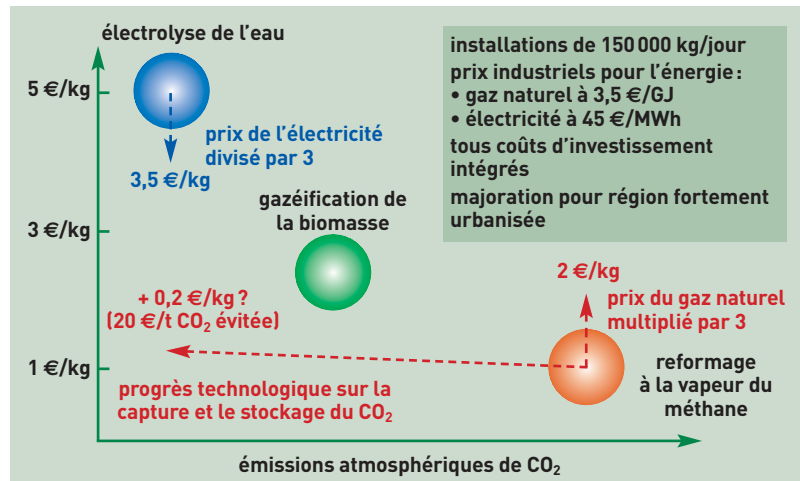
des piles à combustible est possible d'ici 2010-2020 sur certaines niches de marchés prioritaires, comme la propulsion de véhicules de flottes captives, la production stationnaire d'énergie de haute fiabilité ou l'alimentation en énergie durable des appareils électroniques portables. Ce consensus a été formellement exprimé en juin 2003 par le **Groupe de haut niveau sur l'hydrogène et les piles à combustible** mis en place par la **Commission européenne**. Celle-ci a par la suite créé une "plate-forme" technologique, animée par un conseil consultatif représentant les acteurs publics et privés du domaine, chargée de concrétiser la vision d'avenir du Groupe de haut niveau.

Il est également largement admis que le début de la production commerciale de véhicules particuliers à pile à combustible à hydrogène n'est pas envisageable avant 2020-2030, sachant que l'Europe a choisi de privilégier une vision où l'hydrogène est produit progressivement, à partir d'énergies non-fossiles (nucléaire, renouvelables) ou même fossiles si le carbone issu de la combustion est capturé et stocké avant son émission dans l'atmosphère.

La feuille de route européenne

Dans ce contexte de croissance attendue des marchés de l'hydrogène énergie, l'évaluation des coûts de chaque filière énergétique (production, transport et stockage de l'hydrogène, puis distribution aux utilisateurs), de leurs tendances futures et de leurs potentiels de réduction est primordiale, à condition que les filières et options technologiques retenues soient réellement adaptées aux spécificités de la demande locale ou régionale, concernant par exemple les sources d'énergie primaire et l'infrastructure de transport et de distribution. C'est aussi un exercice délicat dès qu'il s'agit de comparer des technologies industrielles et d'autres au stade de la R&D, sachant qu'il faut définir un horizon de temps commun pour le court, moyen ou long terme. Dans le cadre de son programme de R&D sur l'hydrogène et les piles à combustible, le CEA s'est engagé dans le projet technico et socio-économique européen HyWays, coordonné par le consultant allemand **LBST**, qui vise à développer la feuille de route (*roadmap*) européenne de l'hydrogène énergie. L'un des moyens utilisés dans ce projet est l'outil technico-économique **E3database** développé par **LBST**, en collaboration avec le CEA et l'**IFP**, pour évaluer les besoins d'énergie, les émissions et les coûts des filières de l'hydrogène. Il sera donc possible d'accéder, dans ce cadre, aux données issues des dernières études internationales. Dans cette attente, il est toutefois possible d'avancer des ordres de grandeur des coûts des filières en utilisant des données disponibles récentes, dès lors qu'elles sont issues d'études sérieuses, cohérentes et détaillées.

Celles présentées ici sont issues d'une étude de juillet 2002 du consultant américain **SFA Pacific** (qui collabore avec le **DOE**), consacrée aux coûts des filières d'hydrogène pour véhicules à pile à combustible. Dans cette étude, l'hydrogène est produit, selon divers procédés, dans de grandes installations d'une capacité nominale de 150 000 kg/j, puis transporté jusqu'aux lieux de consommation (411 stations-service réparties autour de la centrale de production sur quatre rayons de 150 km), soit sous forme gazeuse comprimée (pipeline de gaz à 75 bars), soit sous forme liquide (camion **cryogénique**).



Chaque station-service est dimensionnée pour servir 470 kg/jour (capacité nominale) et peut également accueillir une unité de production décentralisée d'hydrogène.

La figure 1 présente les coûts non actualisés de production centralisée d'hydrogène pour trois procédés classés selon leurs émissions atmosphériques relatives de **CO₂**: le reformage à la vapeur du méthane (procédé de référence), l'électrolyse de l'eau (utilisant de l'électricité d'origine non-fossile) et la gazéification de la **biomasse** (procédé en cours de R&D). Par souci de cohérence, afin d'éviter la prise en compte de coûts intermédiaires (liquéfaction), la comparaison se limite ici à la production d'hydrogène gazeux comprimé.

Le reformage à la vapeur du méthane est le procédé de production centralisée d'hydrogène le plus économique (à l'investissement et en exploitation), avec un coût de production de l'ordre de 1 €/kg, mais le gaz naturel représente plus de la moitié de ce coût. L'électrolyse de l'eau est ici cinq fois plus coûteuse, mais l'électricité représente également la moitié du coût de production. La gazéification de la biomasse se place dans une position intermédiaire, la matière première représentant un peu plus d'un quart du coût de production.

L'influence du prix de l'énergie est donc déterminante (**figure 1**): une division par 3 du prix de l'électricité diminue ici d'un tiers le coût de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, alors qu'une multiplication par 3 du prix du gaz naturel double le coût de production d'hydrogène par reformage à la vapeur du méthane. Cette tendance n'est pas irréaliste sur le long terme: dans un contexte de raréfaction des ressources fossiles bon marché, de développement des énergies renouvelables (baisse continue du prix de l'électricité éolienne) et de renouvellement progressif des parcs nucléaires (incertitudes sur leurs financements), le prix de l'électricité fournie aux industriels sera un paramètre clé de la compétitivité future du procédé d'électrolyse de l'eau. À plus court terme, la mise en application dès janvier 2005 de la directive européenne d'octobre 2003 établissant un système communautaire d'échange de *quotas* d'émission de **gaz à effet de serre** devrait se traduire par une taxation des émissions de CO₂ des installations industrielles, ce qui pourrait pénaliser à terme la production d'hydrogène par reformage à la vapeur du méthane, sauf si des techniques de capture et de stockage du CO₂ sont mises en place à des conditions économiques avantageuses (**figure 1**). Cependant,



l'impact réel de cette directive ne sera apprécié que lorsque les premiers plans nationaux d'allocation des *quotas* auront tous été agréés par la Commission européenne, pour la période de trois ans (2005-2007) qui précède la période d'engagement de cinq ans prévue par le protocole de Kyoto à partir de 2008 (2008-2012). Par ailleurs, dans le cadre de ses programmes consacrés aux systèmes nucléaires du futur, le CEA étudie la faisabilité d'améliorer l'économie de la production d'hydrogène en utilisant la chaleur à haute température d'une centrale nucléaire innovante. Le but visé est de réduire sensiblement la consommation d'électricité (dans le cas de l'électrolyse de l'eau), de substituer de la chaleur non-fossile à de la chaleur fossile taxée (dans le cas du reformage à la vapeur du méthane), ou bien d'utiliser des cycles thermochimiques pour décomposer l'eau directement, ce qui laisse espérer de meilleurs rendements énergétiques globaux que ceux obtenus avec le procédé d'électrolyse de l'eau (voir *Comment produire l'hydrogène?* p. 31).

La figure 2 présente les coûts finaux non actualisés de l'hydrogène distribué en station-service, exprimés en euros par litre (€/l), à partir des mêmes données de SFA Pacific, l'hydrogène étant produit par reformage à la vapeur du méthane ou par électrolyse de l'eau, puis transporté par pipeline ou par camion.

Le coût de l'hydrogène gazeux produit par reformage à la vapeur du méthane est de l'ordre de 0,27 €/l, c'est-à-dire comparable au prix de l'essence hors taxes, et le coût final, tenant compte du transport d'hydrogène et de sa distribution en station-service (stockage sur site inclus), est trois à cinq fois plus élevé, pénalisé

par les coûts de transport (pipeline de gaz) ou de liquéfaction en usine (camion cryogénique).

Pour le reformage à la vapeur du méthane, ce coût final hors taxes de l'hydrogène distribué est donc voisin du prix de l'essence à la pompe (environ 1 €/l) et pour l'électrolyse de l'eau, il n'est que 2 à 2,5 fois plus élevé que ce dernier. À titre indicatif, la figure 2 mentionne également l'objectif fixé par le DOE pour 2010 (0,40 €/l pour l'hydrogène ex-gaz naturel distribué, hors taxes et sans capture et stockage du CO₂).

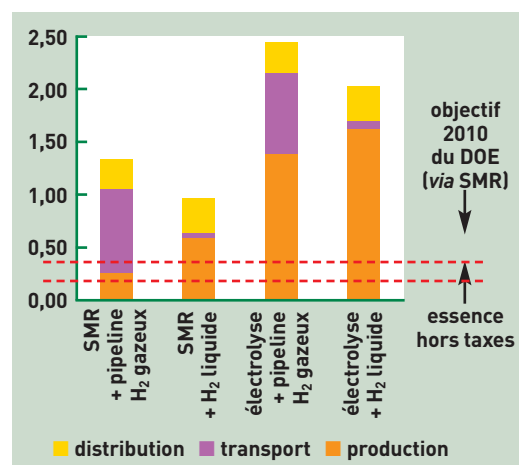
En raison de son coût d'investissement élevé (particulièrement en zone urbaine), le transport d'hydrogène par pipeline de gaz semble plutôt à réserver aux courtes distances et aux gros débits. À l'inverse, le transport routier d'hydrogène liquide (ou gazeux) est probablement mieux adapté aux marchés en croissance où les quantités en jeu sont plus modestes.

Lorsque sa production est décentralisée en station-service, l'économie locale de l'hydrogène est généralement pénalisée par des coûts d'investissement unitaires plus élevés (pas d'économie d'échelle), des taux d'utilisation annuelle plus faibles (ici 70 %, contre 90 % pour la centrale de production) et des prix commerciaux de l'énergie (gaz naturel, électricité) plus élevés (prix industriels pour la centrale).

Dans le cas du reformage à la vapeur du méthane, le coût final de l'hydrogène distribué provenant de la centrale de production est comparable au coût de l'hydrogène produit et distribué sur site, l'absence de coût de transport compensant globalement le surcoût de la production locale. À l'inverse, cette compensation reste très largement insuffisante pour l'électrolyse de l'eau.

Ces indications montrent simplement que l'économie de l'hydrogène énergie doit considérer l'infrastructure d'hydrogène de la source à l'utilisation comme un système industriel dynamique, dont les nombreux paramètres technico-économiques sont à ajuster en fonction des spécificités de la demande locale. Il faut veiller tout particulièrement à évaluer les potentialités de réduction des coûts par un recours à de nouvelles technologies ou à de nouveaux modes opératoires. La faisabilité d'utiliser les réseaux de gaz naturel existants pour transporter une faible fraction d'hydrogène entre dans ce cadre.

Figure 2. Coûts de l'hydrogène distribué en station-service (€/litre équivalent essence). SMR = *Steam Methane Reforming*, reformage à la vapeur du méthane. (Source : SFA Pacific 2002).



➤ Jean-Marc Agator

Direction de la recherche technologique
CEA centre de Fontenay-aux-Roses

...et l'offre s'y adapter progressivement

Dans la perspective à plutôt long terme d'une utilisation massive de l'hydrogène, la production sera un des points clés de la réussite de la filière complète. Elle devra très progressivement délaisser les matières premières fossiles pour adopter des procédés s'appuyant sur des sources d'énergie durables : renouvelables et nucléaire.

La production mondiale d'hydrogène est aujourd'hui en grande partie générée par des procédés industriels bien connus capables de le produire en très grandes quantités, notamment le **reformage du gaz naturel**.

L'évolution prévisible de la demande en hydrogène (figure 1) se traduira tout d'abord par une forte croissance des besoins dans les décennies à venir, tant pour accompagner la croissance des besoins en énergie des pays en développement (Chine, Inde, Amérique du Sud) que pour satisfaire les normes futures sur les **carburants** (besoins croissants du secteur du raffinage

et de la pétrochimie...). On peut s'attendre ensuite, paradoxalement, à une décroissance très progressive des besoins en hydrogène pour le raffinage du simple fait de la décroissance de la production de pétrole, à partir de 2040, par exemple. Cette évolution est indépendante de la percée de l'hydrogène en tant que **vecteur énergétique**, qui se traduira en parallèle par l'apparition également très progressive d'une demande spécifique, d'abord pour satisfaire les premiers marchés (transports publics, flottes utilitaires, transports lourds et démonstrations), ensuite pour accompagner l'introduction progressive de véhicules particuliers, à partir de 2020, par exemple. Compte tenu du long temps de renouvellement du parc automobile (douze ans), il faudra en effet attendre entre quinze et vingt ans pour voir apparaître des demandes significatives en hydrogène. Enfin, l'utilisation de l'hydrogène pour le stationnaire ou la **cogénération** se fera sans doute en dernier, les applications stationnaires des **pires à combustible** quant à elles se développant beaucoup plus tôt mais avec des **carburants fossiles** (gaz naturel, **GPL**, gazole...).

À titre d'exemple, les besoins européens en hydrogène pour une couverture totale des transports (à supposer qu'il n'y ait que des piles à combustibles comme **convertisseurs**) sont estimés à un chiffre compris entre 1 et 2 fois la production actuelle mondiale d'hydrogène, qui se situe autour de 550 milliards de m³.

Technologies de production

Contrairement à d'autres technologies comme celle des piles à combustible elles-mêmes, le principal problème concernant la production d'hydrogène n'est pas tant l'existence de technologies à bas coût que leur remplacement à moyen et long terme par de nouvelles technologies répondant aux critères de développement durable. En effet, si l'on sait actuellement parfaitement produire de l'hydrogène en grandes quantités et à des coûts relativement bas avec certaines technologies, notamment le reformage de gaz naturel dans des usines géantes, ces technologies possèdent un double inconvénient. Le premier est d'utiliser une source primaire d'énergie de type **hydrocarbures** (gaz naturel, pétrole) ou charbon et que ces ressources ont une durée de vie limitée. Le second est qu'elles sont fortement émettrices de **gaz à effet de serre** (GES) et d'autres polluants.

Des procédés comme l'électrolyse à basse température pourraient s'adapter facilement à des sources d'énergie plus durables mais elles ont un rendement énergétique assez faible (compte tenu du rendement du procédé de génération de l'électricité lui-même) et produisent de l'hydrogène à un coût très élevé. Ils ne sont pas adaptés à une production de masse mais plutôt à des marchés de niches.

Il faut donc développer pour le long terme d'autres procédés qui s'appuieront sur les sources d'énergie durables (renouvelables, nucléaire durable) tout en garantissant un niveau de coût acceptable dans les conditions économiques du moment. Ces procédés, qui ne sont aujourd'hui ni prêts techniquement ni compétitifs, peuvent se classer de différentes façons, suivant la température par exemple.

Parmi les procédés à haute température se rangent les cycles thermochimiques, utilisant une source de



Stuart Energy

Unité mobile de production d'hydrogène réalisée par Stuart Energy. Entre les applications stationnaires et celles embarquées sur véhicules, cette formule permet de répondre à des besoins ponctuels ou itinérants, pour la fourniture d'électricité et/ou celle d'hydrogène carburant.

chaleur de niveau varié (300 à 1 800 °C) et d'origines diverses (géothermie, solaire à concentration, nucléaire), l'électrolyse à haute température (700-1 000 °C), des procédés de dissociation catalytique et de séparation physique (500-800 °C) ou d'autres procédés de type décomposition de l'eau ou de solution aqueuse par un plasma thermique (température de plusieurs milliers de degrés, par exemple à l'aide d'une torche plasma). La gazéification de la biomasse (700-1 400 °C) peut également se classer dans cette catégorie.

Dans celle des procédés à basse température figurent les procédés photoélectrochimiques, les procédés photobiologiques, des procédés **biomimétiques** ou encore des procédés de fermentation.

Les procédés actuels utilisant des hydrocarbures seront nécessaires pour encore plusieurs décennies. Un grand défi sera de rendre propres ces technologies afin d'en limiter l'impact sur l'environnement, en attendant la relève par les procédés durables. Un autre, dans le court et moyen termes, sera de miniaturiser les techniques de reformage afin de les embarquer à bord

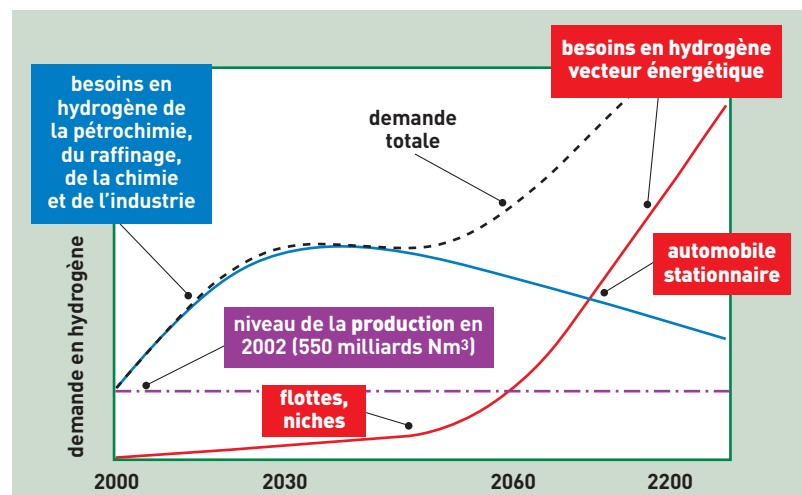


Figure 1. Évolution prévisible de la demande en hydrogène.



Tableau.
Coûts de production et coûts finaux de l'hydrogène selon divers procédés, comparés à ceux de l'essence (d'après une étude interne CEA-IFP-Total).
(1) Comprend le stockage, le transport et la distribution.
(2) La part station-service représente plus de 75 % du coût de l'infrastructure, le transport par pipeline environ 10 %.

procédé	type de production	coût de la matière première (€/GJ)	coût de production de l'hydrogène (€/GJ)	coût final de l'hydrogène (avec l'infrastructure) ⁽¹⁾ (€/GJ)
référence : essence (2003)	extraction raffinage	2,5 €/GJ	essence : 6 €/GJ	essence : 7 €/GJ
reformage du gaz naturel	centralisé (3 millions m ³ /jour)	3 €/GJ	5-8 €/GJ	22-30 €/GJ ⁽²⁾
reformage du gaz naturel	décentralisé	4-5 €/GJ	7-12 €/GJ	28-33 €/GJ
gazéification du charbon	centralisé	1,2 €/GJ	13-16 €/GJ	32-37 €/GJ
gazéification de la biomasse	intermédiaire	2,4 €/GJ	17-22 €/GJ	33-40 €/GJ
électrolyse	décentralisé	14 €/GJ (5 c€/kWh)	20-25 €/GJ	35-40 €/GJ

des véhicules, ce qui permettra dans une phase transitoire d'utiliser la chaîne énergétique actuelle et d'introduire les technologies de piles à combustible.

Production, coût et infrastructure

Une comparaison des ordres de grandeur de coûts obtenus avec les procédés actuels (tableau) permet de constater que le gaz naturel permet de produire de l'hydrogène dont le coût sortie usine par unité énergétique est sensiblement le même que celui de l'essence. C'est bien la part de la distribution (station-service principalement, avec ses compresseurs et ses stockages) qui pénalise le coût final de l'hydrogène. L'électrolyse est un procédé très cher, même avec un coût du kWh bas. Les conclusions qui peuvent être tirées de ce tableau sont donc doubles. Il faudra d'abord développer des procédés de production massive à un coût de production sortie usine estimé au CEA à environ le double du moins cher des procédés actuels, soit environ à un coût de 10 à 12 €/GJ. On estime, en effet, que le renchérissement des hydrocarbures et la taxe sur le CO₂ devraient faire doubler le prix actuel de l'hydrogène.

Il est également impératif de diminuer des coûts de la distribution qui sont 15 à 20 fois les coûts des carburants

liquides actuels. Même s'il n'est pas physiquement possible d'atteindre les performances de ces derniers, il faudra diviser ces coûts au moins par 3 pour espérer une viabilité économique dans quelques décennies.

Une évolution possible en quatre périodes

L'évolution probable de l'utilisation des procédés de production de l'hydrogène (figure 2) permet dès lors de distinguer quatre périodes successives, de plus en plus "propres".

La **période actuelle (phase 1, "fossile")** pourrait se prolonger pendant quinze à trente ans, les procédés classiques et à bon marché (reformage du gaz naturel, oxydation partielle de pétrole, gazéification du charbon) continuant de couvrir une demande croissante en hydrogène. Des procédés comme l'électrolyse pourront satisfaire des marchés de niches ou de démonstration, en l'absence d'infrastructure de distribution. Enfin, l'introduction de reformeurs embarqués à bord des véhicules permettrait de lancer les premières expériences de technologies de piles à combustible dans les transports.

Dans la **période suivante (phase 2, "fossile et propre", vingt à trente ans)**, la part des hydrocarbures restera prépondérante dans la production d'hydrogène mais les techniques de capture et de séquestration à grande échelle du CO₂ devraient les rendre moins émetteurs de GES. Suivant les conditions de prix et le contexte fiscal et réglementaire, une part de production délocalisée à partir d'énergies renouvelables et/ou d'électrolyse (nucléaire) cohabitera avec la production à base d'hydrocarbures.

Une **troisième période**, beaucoup plus longue, (phase 3, "propre", de 50 à 200 ans?) suivrait, pendant laquelle des procédés propres générés à partir de sources primaires aux réserves de longue durée (charbon, uranium si surgénération, fusion) ou renouvelables, prendront le relais avec des procédés efficaces et nouveaux comme les cycles thermo-chimiques, les procédés photoélectrochimiques, photobiologiques et les procédés de gazéification avec séquestration du CO₂.

Dans une **dernière période (phase 4, "durable")** enfin, des sources durables (renouvelables, fusion) pourront prendre progressivement le relais des précédentes.

➤ Paul Lucchese

Direction de la recherche technologique
CEA centre de Fontenay-aux-Roses

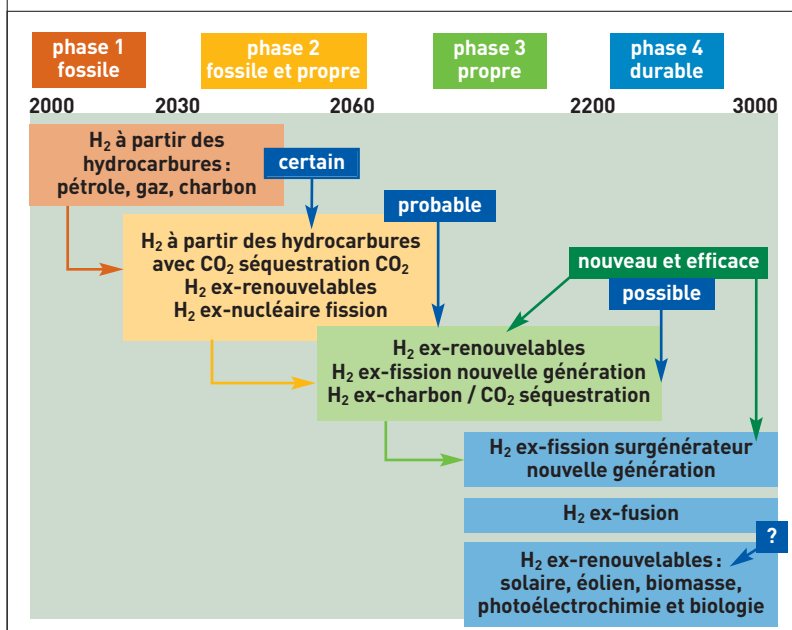


Figure 2.
Évolution prévisible des procédés de production de l'hydrogène.

A L'énergie dans tous ses états

« Rien ne se perd, rien ne se crée », écrivait en son temps Lavoisier, père de la chimie moderne. Cet adage vrai pour les espèces chimiques l'est tout aussi pour l'énergie. En effet, l'énergie est une entité multiforme qui peut se transformer sous de très divers aspects. Toutefois, les **énergies primaires** directement accessibles dans la nature sont en nombre limité : ce sont les **énergies fossiles** (charbon, pétrole, gaz), l'**énergie nucléaire** et les **énergies renouvelables** (hydraulique, biomasse, solaire, éolien, géothermie, énergie des marées). Ces énergies primaires constituent ce que l'on appelle le *mix* ou le *bouquet énergétique* (figure 1).

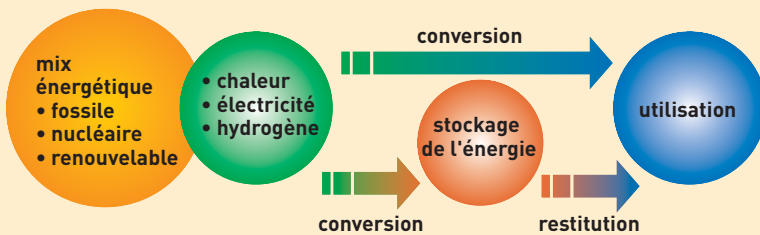


Figure 1.
Le schéma énergétique.

Pour la plupart des applications, il est nécessaire de **convertir** l'énergie afin de la rendre compatible avec l'usage envisagé. Bien évidemment la nature, très ingénieuse, a mis au point les tout premiers **convertisseurs énergétiques** que sont les êtres vivants. Les plantes, par la **photosynthèse**, assurent la conversion de l'énergie rayonnante de la lumière en énergie chimique. Le corps humain lui-même permet, en particulier, de convertir l'énergie chimique en énergie mécanique *via* le système musculaire. Par la suite, l'homme a inventé de très nombreux convertisseurs (figure 2). Le premier en date est tout simplement le feu qui convertit de l'énergie chimique (combustion) en lumière et chaleur. Plus récemment un poste de télévision assure la conversion de l'électricité en énergies lumineuse (images) et mécanique (sons). En fait, de nombreux systèmes énergétiques sont l'association de plusieurs convertisseurs, comme par exemple une centrale nucléaire qui réalise la conversion de l'énergie nucléaire en énergie thermique (réacteur) puis en énergie mécanique (turbine) et enfin en énergie électrique (alternateur). Malheureusement, le **second principe de la thermodynamique** nous enseigne que toute transformation de l'énergie a

un coût : une partie plus ou moins importante de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur inutilisable (le frottement dans un système mécanique par exemple). Dans le cas d'une centrale nucléaire de la génération actuelle, l'énergie électrique produite ne représente qu'environ un tiers de l'énergie nucléaire initiale contenue au sein du combustible. Mais il serait bien évidemment trop simple que l'énergie puisse être consommée au fur et à mesure sur le lieu même de sa production. Dans de très nombreux cas, les sites de consommation de l'énergie peuvent être très éloignés du site de production, cette dernière et la demande correspondante n'étant

pas de plus toujours concomitantes (électricité photovoltaïque la nuit, par exemple). Une bonne gestion de l'énergie demande donc la mise en place à la fois d'un **réseau de distribution** et de capacités de **stockage de l'énergie**. Le **transport de l'énergie** est assuré par l'intermédiaire d'un **vecteur éner-**

gétique. À l'heure actuelle, les deux principaux vecteurs sont l'**électricité** et la **chaleur**. Mais demain un nouveau vecteur pourrait devenir prépondérant : l'**hydrogène** qui serait converti en électricité et chaleur grâce aux **piles à combustible**.

Enfin, pour que l'énergie puisse être disponible à tout moment il est indispensable de pouvoir la stocker : la "mettre en conserve" pourrait-on dire. Ce **stockage** peut se décliner sous diverses formes. L'énergie peut être stockée sous forme **mécanique** (*énergie potentielle* dans le cas d'une retenue d'eau d'un barrage hydroélectrique ou *énergie cinétique* dans un volant d'inertie), **thermique** (ballon d'eau chaude), **chimique** (réservoir d'essence, piles et **accumulateurs**), voire **magnétique** (bobine **supraconductrice**).

La gestion de l'énergie est donc un art subtil qui associe production, transformation, transport et stockage. Dans le contexte actuel du débat énergétique, il apparaît de plus en plus évident que demain les réseaux énergétiques vont se développer et se multiplier selon une approche multimodale (gestion simultanée de plusieurs réseaux associant des sources d'énergies diversifiées). Les **nouvelles technologies de l'énergie** sont donc appelées à y jouer un rôle essentiel.

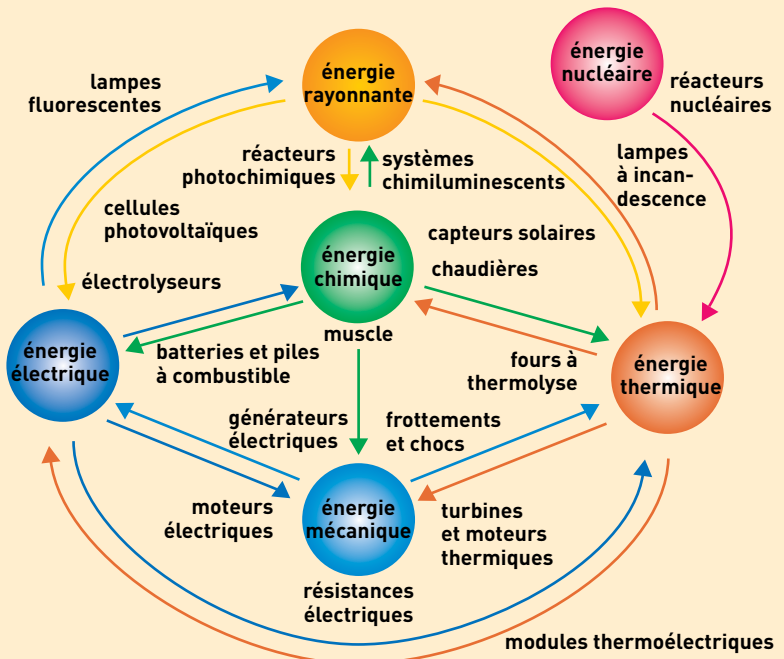
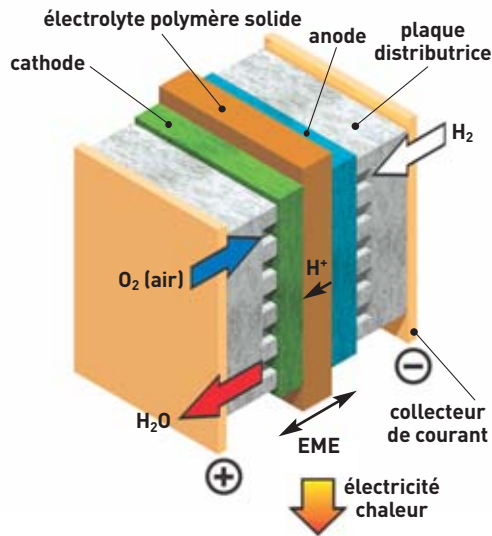


Figure 2.
Conversions des six principales formes d'énergie et quelques exemples de convertisseurs d'énergie.

C

Comment fonctionne une pile à combustible ?



Principe de fonctionnement de la pile à combustible. Exemple de la pile à membrane échangeuse de protons. EME représente l'ensemble électrodes-membrane.

La pile à combustible repose sur un principe fort ancien, puisque c'est en 1839 que Sir William Grove construisit la première cellule électrochimique fonctionnant avec de l'**hydrogène** comme carburant, mettant ainsi en évidence la possibilité de produire du courant électrique par conversion directe de l'énergie chimique du **combustible**. La pile à combustible ayant la particularité d'utiliser deux gaz – l'hydrogène H_2 et l'oxygène O_2 – comme couple électrochimique, les réactions d'**oxydo-réduction** qui s'opèrent dans la pile sont donc particulièrement simples. La réaction se produit au sein d'une structure (la **cellule électrochimique élémentaire**) essentiellement composée de deux **électrodes** (l'**anode** et la **cathode**) séparées par un **électrolyte**, matériau permettant le passage des **ions**. Les électrodes mettent en jeu des **catalyseurs** pour activer d'un côté, la

réaction d'**oxydation** de l'hydrogène, et de l'autre côté, la réaction de **réduction** de l'oxygène.

Dans le cas d'une pile à électrolyte acide (ou pile à membrane échangeuse de **protons**), l'hydrogène de l'anode est dissocié en protons (ou ions hydrogène H^+) et en **électrons**, suivant la réaction d'oxydation : $H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$. À la cathode, l'oxygène, les électrons et les protons se recombinent pour former de l'eau : $2 H^+ + 1/2 O_2 + 2 e^- \rightarrow H_2O$. Le principe de la pile à combustible est donc inverse à celui de l'**électrolyse** de l'eau. La tension thermodynamique d'une telle cellule électrochimique est de 1,23 volt (V). Toutefois, en pratique, la pile présente une différence de potentiel de l'ordre de 0,6 V pour des **densités de courant** de 0,6 à 0,8 A/cm². Le rendement d'une telle cellule est donc d'environ 50%, l'énergie dissipée l'étant bien évidemment sous forme de chaleur.

E Accumulateurs, piles et batteries : des performances en constante amélioration

Les **accumulateurs** et les **piles** sont des systèmes électrochimiques servant à stocker de l'énergie. Ceux-ci restituent sous forme d'énergie électrique, exprimée en wattheure (Wh), l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques. Ces réactions sont activées au sein d'une cellule élémentaire entre deux **électrodes** baignant dans un **électrolyte** lorsqu'une charge, un moteur électrique par exemple, est branchée à ses bornes. L'accumulateur est basé sur un système électrochimique réversible. Il est rechargeable par opposition à une pile qui ne l'est pas. Le terme **batterie** est alors utilisé pour caractériser un assemblage de cellules élémentaires (en général rechargeables).

Un accumulateur, quelle que soit la technologie utilisée, est pour l'essentiel défini par trois grandeurs. Sa **densité d'énergie massique** (ou **volumique**), en wattheure par kilogramme, Wh/kg (ou en wattheure par litre, Wh/l), correspond à la quantité d'énergie stockée par unité de masse (ou de volume) d'accumulateur. Sa **densité de puissance massique**, en watt par kilogramme (W/kg), représente la puissance (énergie électrique fournie par unité de temps) que peut délivrer l'unité de masse d'accumulateur. Sa **cyclabilité**, exprimée en nombre de cycles⁽¹⁾, caractérise la durée de vie de l'accumulateur, c'est-à-dire le nombre de fois où il peut restituer un niveau d'énergie supérieur à 80 % de son énergie nominale, cette valeur étant la valeur la plus souvent demandée pour les applications portables.

Jusqu'à la fin des années quatre-vingt, les deux principales technologies répandues sur le marché étaient les accumulateurs au **plomb** (pour le démarrage de véhicules, l'alimentation de secours de centraux téléphoniques...) et les accumulateurs **nickel-cadmium** (outillage portable, jouets, éclairage de secours...). La technologie au plomb, connue plus communément sous

le nom de batterie au plomb, est également qualifiée de système au plomb-acide. En effet, les réactions chimiques mises en jeu impliquent l'oxyde de plomb constituant l'électrode positive (improprement appelée cathode) et le plomb de l'électrode négative (anode), toutes deux plongées dans une solution d'acide sulfurique qui constitue l'électrolyte. Ces réactions tendent à convertir le plomb et l'oxyde de plomb en sulfate de plomb, avec formation d'eau. Pour recharger la batterie, ces réactions doivent être inversées par la circulation d'un courant électrique imposé. Les inconvénients relevés sur la technologie au plomb (poids, fragilité, utilisation d'un liquide corrosif) ont conduit au développement d'accumulateurs alcalins, de plus grande capacité (quantité d'électricité restituée à la décharge) mais développant une force électromotrice moindre (différence de potentiel aux bornes du système en circuit ouvert). Leurs électrodes sont soit à base de nickel et de cadmium (accumulateur nickel-cadmium), soit à base d'oxyde de nickel et de zinc (accumulateur zinc-nickel), soit à base d'oxyde d'argent couplé à du zinc, du cadmium ou du fer (accumulateurs à l'oxyde d'argent). Toutes ces technologies utilisent une solution de potasse comme électrolyte. Les technologies au plomb, comme les accumulateurs alcalins, se caractérisent par une grande fiabilité, mais leurs densités d'énergie massiques restent relativement faibles (30 Wh/kg pour le plomb, 50 Wh/kg pour le nickel-cadmium).

Au début des années quatre-vingt-dix, avec la croissance du marché des équipements portables, deux filières technologiques nouvelles ont émergé : les accumulateurs **nickel-métal hydrure** et les accumulateurs au **lithium** (voir l'[encadré Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium](#), p. 131). La première filière, mettant en jeu une électrode positive à base de nickel et une électrode négative – constituée d'un alliage absorbant l'hydrogène – plongeant dans une

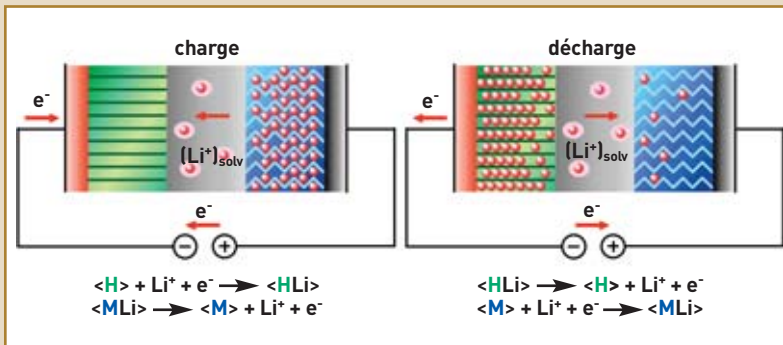
solution de potasse concentrée, a permis d'atteindre une densité d'énergie massique de 70 à 80 Wh/kg. La seconde filière avait déjà fait l'objet de travaux vers la fin des années soixante-dix, dans la perspective de trouver des couples électrochimiques présentant de meilleures performances que les accumulateurs au plomb ou au nickel-cadmium employés jusque-là. Les premiers modèles ont ainsi été conçus avec une électrode négative à base de lithium métallique (filiale **lithium-métal**). Cependant, cette technologie s'est heurtée à des problèmes liés à une mauvaise reconstitution de l'électrode négative de lithium au cours des charges successives. C'est pourquoi, vers le début des années quatre-vingt, des recherches ont été entreprises sur un nouveau type d'électrode négative à base de carbone, utilisé comme composé d'insertion du lithium. La filière **lithium-ion** était née. Les industriels japonais se sont rapidement imposés en tant que *leaders* dans le domaine. Déjà fabricants d'équipements portables, ils ont considéré la source d'énergie comme faisant partie des composants stratégiques de ces équipements. C'est ainsi que Sony, qui n'était pas à l'origine fabricant d'accumulateurs, a décidé de mobiliser au cours des années quatre-vingt des ressources considérables afin de faire progresser la technologie et de la rendre industrialisable. En février 1992, Sony annonçait à la surprise générale le lancement immédiat de la fabrication industrielle d'accumulateurs lithium-ion. Ces premiers accumulateurs offraient des performances limitées (90 Wh/kg). Depuis, celles-ci se sont notablement améliorées (de 160 à plus de 180 Wh/kg en 2004), grâce d'une part aux progrès technologiques réalisés (diminution de la part inutile dans le poids et le volume des accumulateurs) et d'autre part à l'optimisation des performances des matériaux. Des densités d'énergie massiques de plus de 200 Wh/kg sont escomptées vers 2005.

(1) Un cycle correspond à une charge et une décharge.

Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium

1

En cours d'utilisation, donc lors de la décharge de l'**accumulateur**, le lithium relâché par l'**électrode négative** (matériau d'intercalation hôte <H>) sous forme **ionique** Li^+ migre à travers l'**électrolyte** conducteur ionique et vient s'intercaler dans le réseau cristallin du matériau actif de l'**électrode positive** (composé d'insertion du lithium de type oxyde métallique <Mli>). Le passage de chaque ion Li^+ dans le circuit interne de l'accumulateur est exactement compensé par le passage d'un **électron** dans le circuit externe, générant ainsi un courant électrique. La **densité d'énergie massique** libérée par ces réactions est à la fois proportionnelle à la différence de potentiel entre les deux électrodes et à la quantité de lithium qui se sera intercalé dans le matériau d'insertion. Elle est également inversement proportionnelle à la masse totale du système. Or le lithium est en même temps le plus léger (avec une masse molaire atomique de 6,94 g) et le plus **réducteur** des métaux : les systèmes électrochimiques qui l'emploient peuvent atteindre des tensions de 4 V, contre 1,5 V pour les autres systèmes. Il permet ainsi aux batteries au lithium d'offrir les plus importantes densités d'énergie massique et volumique (typiquement plus de



160 Wh/kg et 400 Wh/l), supérieures en moyenne de plus de 50 % à celles des batteries conventionnelles.

Le principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium est le même selon qu'est utilisée une électrode négative de lithium métallique ou à base de carbone. Dans ce deuxième cas, la filière technologique est appelée *lithium-ion*, car le lithium n'est jamais sous forme métallique dans l'accumulateur, et fait "yo-yo" entre les deux composés d'insertion du lithium contenus dans les électrodes positive et négative à chaque charge ou décharge de l'accumulateur.