



La mise en place d'une infrastructure de production et de distribution d'hydrogène se fera de façon graduelle, notamment à partir du retour d'expérience des opérations de démonstration qui se multiplient depuis quelques années, en particulier en Europe. Un cadre normatif et réglementaire devra se constituer parallèlement.

Les défis d'une infrastructure de distribution d'hydrogène

Le maillon d'une politique énergétique

La façon dont l'infrastructure de production et de distribution de l'hydrogène se mettra en place, de manière très progressive en tout cas, sera fonction de sa place dans la politique énergétique.



Livraison d'hydrogène à un client américain par le groupe Air Liquide.

L'hydrogène en tant que **combustible** pour les véhicules fait l'objet d'intenses activités de recherche. Les premières dizaines de véhicules de démonstration sont désormais en fonctionnement, alimentés par des embryons de réseau: 21 véhicules à **pile à combustible** fonctionnent, par exemple, dans la baie de Tokyo au Japon où, dans le cadre du programme We-Net, un réseau de stations d'hydrogène permet à ces véhicules de circuler librement.

Il faut cependant rappeler que l'hydrogène n'est pas une source d'énergie, mais un **vecteur énergétique**, et donc que sa production (*voir les articles précédents*) exige des sources d'énergie, tout comme celle de l'autre grand vecteur énergétique qu'est l'électricité. Comme pour cette dernière, l'avantage de l'utilisation de l'hydrogène en tant que combustible, pour ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement ou les

émissions de **gaz à effet de serre**, dépend de la manière dont il est produit. Si la source d'énergie utilisée est par exemple le charbon, il augmente la sécurité d'approvisionnement mais donne lieu à des émissions de **CO₂** plus élevées. Si l'hydrogène est produit à partir de sources non **fossiles** (nucléaire ou renouvelable), il contribue à la fois à la sécurité d'approvisionnement et à la réduction des émissions de **CO₂**. Cela signifie que toute estimation des avantages résultant du passage à l'hydrogène comme carburant pour les transports implique un certain nombre d'hypothèses quant à l'évolution à long terme, pour l'instant assez incertaine, de la politique énergétique.

Un lien flexible avec un effet tampon

En tant que futur vecteur énergétique à grande échelle, l'hydrogène présente l'avantage (comme l'électricité) de permettre une production à partir de n'importe quelle source d'énergie et (à la différence de l'électricité) de pouvoir être stocké pendant de longues périodes. Sur le plan des infrastructures, il présente celui de constituer un lien flexible, avec un effet tampon, pour un marché énergétique décentralisé basé sur des combustibles non fossiles.

Le stockage d'une quantité suffisante d'énergie dans un véhicule, s'il n'est pas autant satisfaisant avec l'hydrogène qu'avec les **carburants liquides**, est déjà beaucoup plus performant qu'avec les **batteries électriques**.

Bien sûr, les avantages potentiels de l'hydrogène comme carburant ne pourront se concrétiser qu'après le perfectionnement des techniques de stockage de l'hydrogène et de la technologie de la pile à combustible et moyennant des investissements importants dans les équipements de production et de distribution.

Il est communément admis qu'il faudra encore plusieurs dizaines d'années avant que l'hydrogène puisse être commercialisé à grande échelle en tant que carburant automobile, tant à cause des progrès encore à réaliser sur la pile à combustible que de la mise en place progressive d'une infrastructure hydrogène suffisamment déployée.

Aujourd'hui, les utilisations de l'hydrogène ne représentent, ramenées en équivalent énergétique, que 1,5 % de la production mondiale d'énergie primaire,

et la plus grande partie de cet hydrogène est en fait un sous-produit d'autres procédés mis en œuvre dans les sites industriels concernés (voir figure 1, p 29, *De l'hydrogène chimique à l'hydrogène énergétique*). Il n'est encore un vecteur énergétique que pour la propulsion spatiale qui ne représente qu'une infime partie de ses utilisations.

Un nouveau statut réglementaire

La mise en œuvre de l'hydrogène pour l'industrie est régie par un ensemble de textes réglementaires (production, distribution, stockage) qui reflètent encore son utilisation comme molécule chimique ou de procédé. Ces textes sont d'ailleurs en voie d'harmonisation au niveau européen. La prise en compte de la nouvelle dimension de l'«hydrogène-énergie» passera par l'établissement d'un nouveau statut, assorti de la réglementation nécessaire pour garantir la sécurité des usagers de ce nouveau vecteur.

Sur ce plan aussi, la transition de l'économie «fossile» vers une économie de l'hydrogène sera graduelle, suivant le rythme de son apparition, d'abord pour des applications de niche comme les flottes captives de véhicules utilitaires, le transport public et les



Figure. Réseau de distribution d'hydrogène gazeux par canalisation à 100 bars du groupe Air Liquide en France, au Benelux et en Allemagne.

groupes électrogènes de haute performance. La transition pourra s'effectuer par une multiplication des opérations de démonstration (encadré) afin d'assurer un retour d'expérience significatif.

> **Cyrille Millet**
Air Liquide
(Paris)

Les programmes de démonstration en Europe

Depuis 1999, date de l'inauguration de la première station d'emplissage d'hydrogène à l'aéroport de Munich (projet Argemuc)⁽¹⁾, un nombre très limité de programmes de démonstration a vu le jour en Europe. Total, en partenariat avec la régie berlinoise de transport public (BVG) a montré la voie avec l'inauguration du Centre de compétences hydrogène Berlin, en octobre 2002⁽²⁾. Puis l'année 2003 a vu la mise en service des premiers bus et des premières stations hydrogène du programme européen Cute & Ectos⁽³⁾. Ce programme, cofinancé par la **Commission européenne**, permettra de valider les conditions d'opération de trois bus Citaro (EvoBus) équipés de pile à combustible dans 10 villes, soit 30 véhicules au total : Madrid (où trois bus fonctionnent depuis l'été 2003), Reykjavik, Amsterdam, Barcelone, Hambourg, Londres, Luxembourg, Porto, Stockholm et Stuttgart.

Il s'agit de la plus large opération de démonstration sur bus au monde. Les piles à combustible, fournies par le Canadien Ballard, sont alimentées en hydrogène gazeux stocké dans des réservoirs à 350 bars. Différents processus de production et d'alimentation des bus sont testés, ainsi que les conditions de maintenance et d'opération des systèmes. En outre, l'acceptabilité de ces nouvelles technologies (hydrogène, piles à combustible) est également testée auprès des utilisateurs locaux (voir p. 103).

(1) <http://www.hydrogen.org/h2muc>

(2) http://www.total.com/ho/en/csr/environnement/p2_4_3_5.htm

(3) http://www.fuel-cell-bus-club.de/html/cute___ectos.html



Centre de Compétences Hydrogène Total à Berlin.

Les actions de démonstration aident à fixer le cadre technique et réglementaire

Le «carburant hydrogène» doit encore franchir de nombreuses étapes avant que ses spécifications et celles de sa distribution soient fixées dans un cadre normatif et réglementaire consensuel dont la priorité sera la sécurité des personnes et des biens.

Seuls une dizaine de pays au monde considèrent aujourd'hui l'**hydrogène** comme **carburant**, à titre exceptionnel ou dérogatoire, et à des fins de démonstrations spécifiques et limitées dans la durée. Il existe moins d'une centaine de stations d'emplissage, presque toujours privatives, et fonctionnant pour la plupart de manière très occasionnelle, loin des standards d'une

station conventionnelle avec plusieurs centaines de pleins quotidiens par volucompteur.

Ces dernières années ont connu une intensification indéniable des travaux, sous la poussée commune de constructeurs automobiles engagés, de développeurs de technologies (**électrolyse** ou **reformage**, compression, stockage...), ainsi que des industries concernées



A & M. Creacion

Station hydrogène approvisionnée par Air Liquide chez l'opérateur de bus EMT à Madrid.

par la production, le transport et la distribution d'hydrogène carburant. Pour passer du stade de gaz industriel à celui d'une commodité accessible au grand public, le "carburant hydrogène" doit encore passer par de nombreuses étapes de validation, à commencer par la détermination de la nature et de la qualité d'hydrogène à fournir (liquide ou comprimé, niveau de pureté). Il s'agit ensuite d'identifier et de développer des technologies clés (production – en particulier sur le site de distribution, transport et stockage, méthodes d'emplissage rapide, interfaces véhicule).

En outre, des cadres normatif et réglementaire communs devront être établis et appliqués, en intégrant au premier plan la sécurité des personnes et des biens. La normalisation des technologies hydrogène se fait en

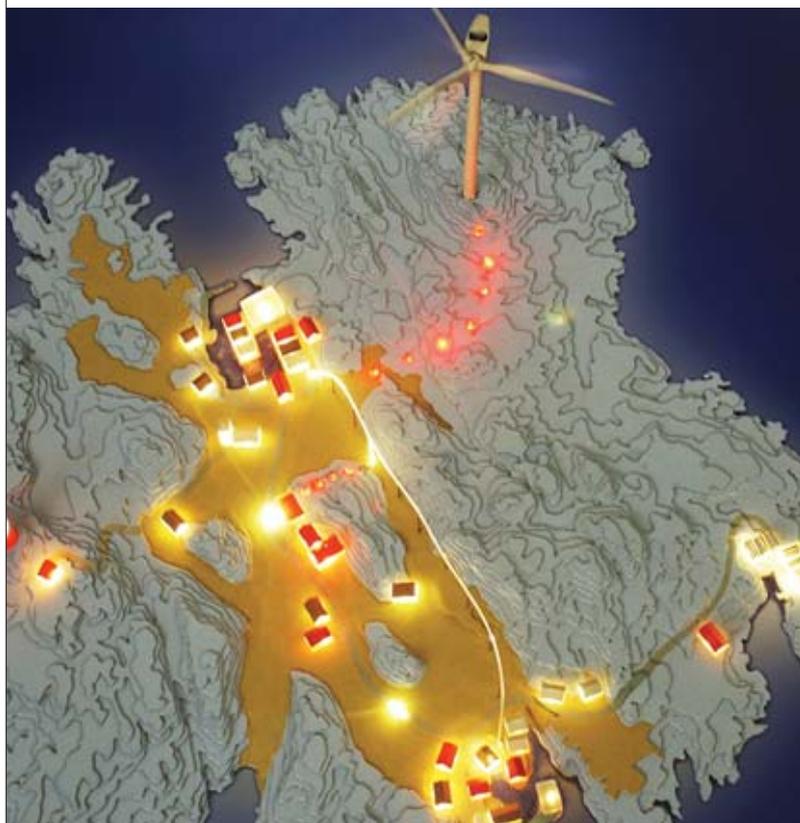
particulier au sein d'un groupe de travail ISO (TC 197), qui, outre les aspects liés à la sécurité, à la qualité de l'hydrogène, à sa production et son stockage, traite spécifiquement, depuis fin 2003, du thème des stations-service. Sachant qu'il faut au moins cinq ans pour introduire et adopter de nouveaux standards internationaux, on peut raisonnablement penser qu'un premier cadre normatif sera prêt en 2010, date d'introduction avancée par les constructeurs les plus optimistes, pour leurs premières préséries de véhicules à hydrogène. Une des conditions nécessaires à la création d'une infrastructure hydrogène sera alors établie.

Les années qui viennent devront être utilisées au mieux pour évaluer les nombreuses facettes de la filière hydrogène, en intégrant tous les acteurs de la chaîne. L'objectif est bien de disposer de toutes les informations requises (niveau de maturité des technologies et coûts associés, bénéfices environnemental et sociétal, acceptabilité) au moment où il conviendra de prendre des décisions qui pourraient s'avérer irréversibles. La **Commission européenne**, en réponse aux recommandations du **Groupe de haut niveau** constitué fin 2002, a décidé de préparer une "feuille de route" sur l'hydrogène, comme cela a été le cas au Canada ou aux États-Unis. Cette démarche concertée devrait permettre d'appréhender rigoureusement le cas de l'infrastructure hydrogène dans toutes les spécificités du contexte européen.

➤ Patrick Schnell et Philippe Mulard

Total
Paris

Le projet éolien-hydrogène d'Utsira



Werner Juvik/Hydro

Maquette schématisant l'ensemble du système électrogène autonome éolien-hydrogène utilisé dans le projet de démonstration d'Utsira.

À Utsira, une île située au sud-ouest de la côte norvégienne, un projet de démonstration va mettre en œuvre la plus importante unité de génération électrique éolienne-hydrogène autonome du monde.

Les 230 habitants d'Utsira, actuellement alimentés en électricité par le continent *via* un câble sous-marin de 18 kilomètres, verraient d'un bon œil la possibilité de disposer d'un système énergétique autosuffisant. Leur île est un endroit idéal pour y utiliser l'énergie éolienne : les vents y atteignent en moyenne 10 mètres par seconde. Le vent étant cependant parfois trop fort ou trop faible pour la production d'électricité, il est essentiel de disposer d'un moyen adapté de stockage de l'électricité. Ce besoin sera couvert par l'**hydrogène**. Lorsque les conditions éoliennes sont bonnes, l'électricité en surplus sera utilisée pour produire de l'hydrogène par **électrolyse**. Quand une énergie supplémentaire sera requise, elle sera fournie par une **pile à combustible** à hydrogène et un moteur à combustion d'hydrogène.

L'hydrogène présente un avantage particulier en tant que vecteur de stockage énergétique. Un système éolien-hydrogène pourrait ainsi, dans le futur, rendre des îles comme Utsira indépendantes tant pour l'électricité que pour le carburant.

Le principal critère de conception du projet était la capacité du système à fonctionner de manière auto-



Pål Otto Eide/Hydro

Les deux éoliennes installées sur l'île d'Utsira constituent la partie la plus visible du premier système de génération électrique éolien-hydrogène autonome du monde.

nome, répondant à la fois à la demande en pointe et à la consommation en base, avec une qualité du courant comparable à celle de l'électricité actuellement fournie par la connexion par câble au continent. La consommation de l'île est d'environ 3 500 MWh/an, la pointe de consommation en hiver étant de l'ordre de 900 kW. Une charge maximale de quelque 50 kW est prévue pour la durée de la démonstration. La plus longue période de vent nul s'avère de l'ordre de deux jours. Les équipements ont été dimensionnés sur la base de turbines éoliennes standard et de simulations effectuées à partir d'un code de modélisation basé sur Hydrogems et Trnsys et utilisant un profil de charge mesuré.

Considérations environnementales

La plus grande partie de la population vit dans la vallée qui traverse l'île du nord au sud et il existe quelques résidences secondaires. Le niveau maximal de bruit autorisé pour l'habitation la plus proche a été fixé à 40 dbA par la Norwegian Pollution Control Authority. Pendant les travaux de construction, un site archéologique vieux de 10 000 ans a été découvert. Hydro a décidé de déplacer le lieu d'érection des turbines pour protéger ce site. La décision finale d'installer les éoliennes et le choix du site s'est fondée sur les résultats d'une étude d'impact EIA (*Environmental impact assessment study*). Le projet de démonstration, qui s'étale sur deux années, a démarré au deuxième trimestre 2004 en vue d'une inauguration l'été suivant.

Projet commun

Le projet Utsira avait initialement été lancé sous la forme d'un effort commun des autorités locales et du groupe industriel norvégien Hydro⁽¹⁾. Par la suite, la société allemande Enercon GmbH, leader dans son pays de la production d'éoliennes, a rejoint la collaboration. Hydro est engagé dans la production et l'utilisation de l'hydrogène, depuis 1927. Aujourd'hui, sa filiale à 100 % Hydro Electrolysers AS est un des principaux fabricants d'unités de production d'hydrogène basées sur l'électrolyse de l'eau. La société est aussi impliquée dans un certain nombre de projets de l'Union européenne comme Ectos,

composant énergétique	industriel	caractéristiques
turbine éolienne	Enercon	2 x 600 kW
volant d'inertie		
alternateur synchrone principal	Enercon	100 kVA
électrolyseur	Hydro	10 Nm ³ /h
unité de stockage d'hydrogène	Hydro	2 400 Nm ³ (à 200 bars) = 12 m ³
pile à combustible	IRD	10 kW
générateur à hydrogène	Continental	55 kW

Cute et RenewIslands, et a livré des installations complètes de distribution d'hydrogène pour des stations-service à Reykjavik et à Hambourg.

Tableau. Principales spécifications techniques du projet éolien-hydrogène d'Utsira (source : Hydro ASA).

Des opportunités commerciales

Les défis énergétiques auxquels est confrontée Utsira sont typiques de ceux que connaissent de nombreuses autres îles et des sites isolés en Europe et dans d'autres régions du monde: le désir de posséder un système d'énergie renouvelable autonome et le besoin de stockage énergétique équilibrant les variations de la demande suivant les périodes de l'année. Utsira ayant des besoins énergétiques plus élevés en hiver, de nombreuses îles situées plus au sud ont des consommations plus élevées en été avec l'arrivée de touristes. Les îles mettant en œuvre des systèmes d'énergie renouvelables disposeront d'une attraction supplémentaire, particulièrement pour un nombre croissant de touristes "verts".

Le système éolien-hydrogène offre plusieurs avantages sur le diesel: des émissions polluantes nulles, son inscription dans un développement durable et une image positive. Le prix est également une question importante, les coûts de transport et de stockage pouvant être élevés pour le diesel dans beaucoup de ces sites.

L'énergie éolienne est un secteur en croissance en Europe et dans d'autres régions du monde. L'Allemagne est actuellement le pays qui dispose de la capacité installée la plus importante du monde (12 000 MW). Les pays disposant des meilleures ressources potentielles en Europe sont toutefois l'Espagne, la France, l'Italie, le Royaume-Uni et la Norvège.

> **Elisabet Fjermestad Hagen**
Hydro Energy
Oslo (Norvège)

(1) www.hydro.com
www.electrolysers.com

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).

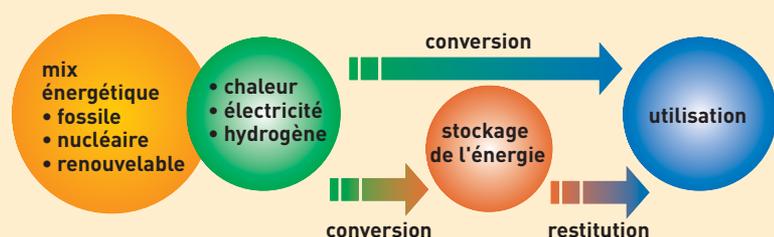


Figure 1. Le schéma énergétique.

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.

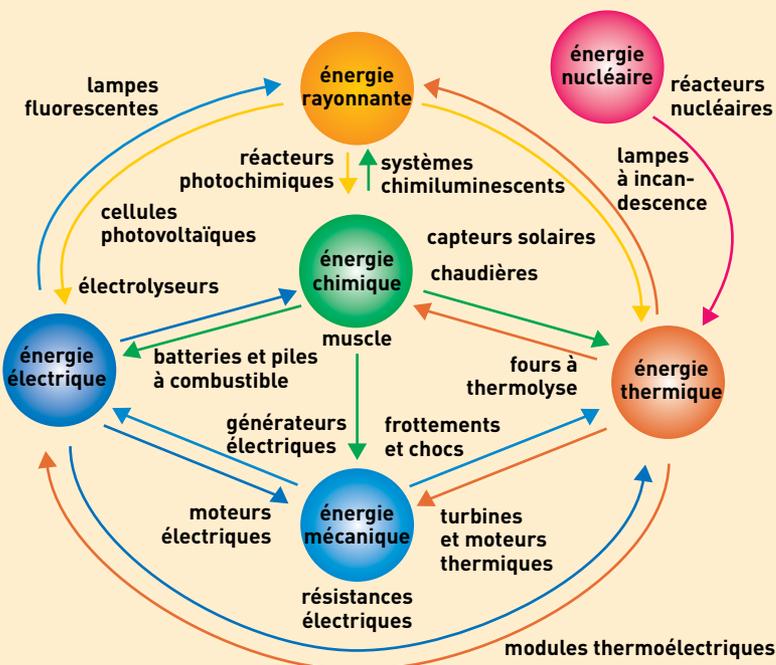
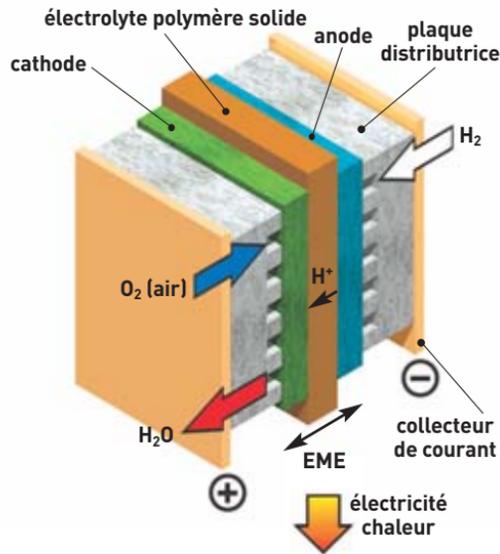


Figure 2. Conversions des six principales formes d'énergie et quelques exemples de convertisseurs d'énergie.

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

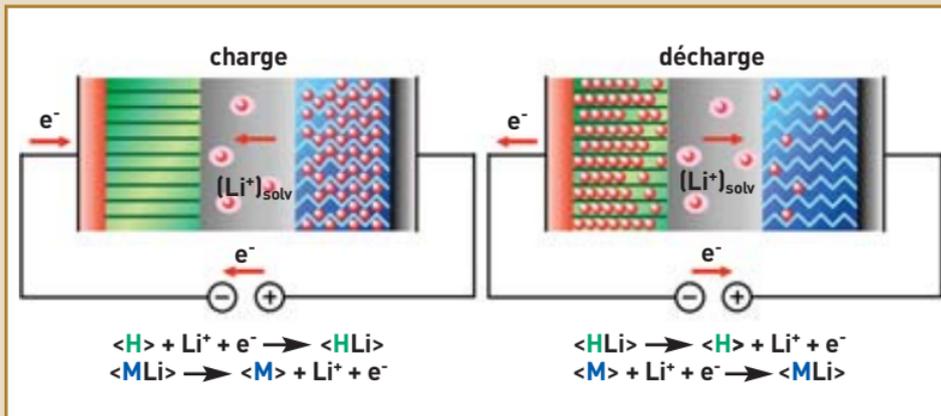
solution de potasse concentrée, a permis d'atteindre une densité d'énergie massique de 70 à 80 Wh/kg. La seconde filière avait déjà fait l'objet de travaux vers la fin des années soixante-dix, dans la perspective de trouver des couples électrochimiques présentant de meilleures performances que les accumulateurs 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.

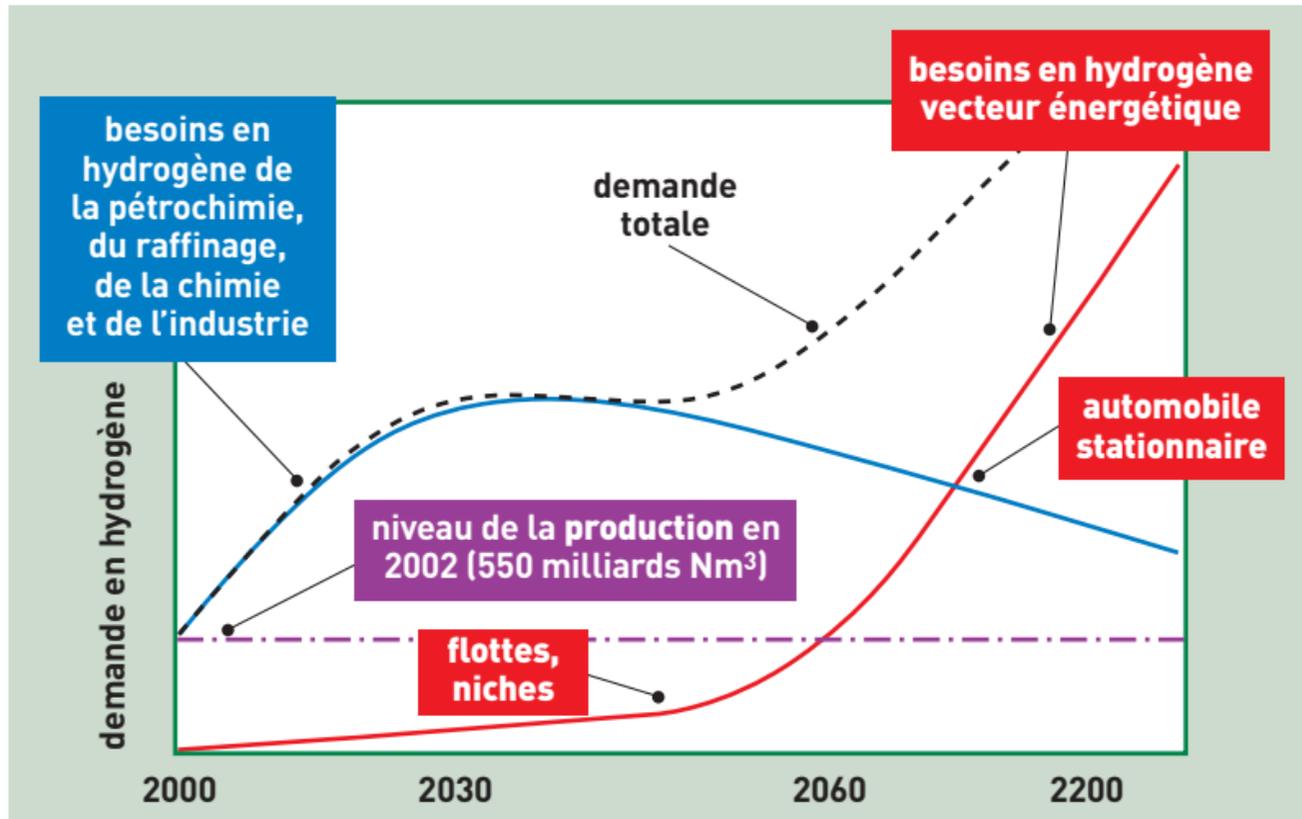


Figure 1.
Évolution prévisible de la demande en hydrogène.