



L'hydrogène : carburant du futur ?

Gérard BONHOMME

Professeur émérite

12 06 2020

En guise d'introduction

Parmi ceux qui imaginent des lendemains qui chantent grâce à l'hydrogène, citons pour ouvrir cette note le très influent Jeremy Rifkin, qui dans son ouvrage "L'économie hydrogène" [1], affirme :

L'ère du pétrole touche à sa fin ouvrant la voie d'une extraordinaire révolution économique. Un nouveau régime énergétique apparaît, susceptible de reconstruire la civilisation sur d'autres fondements. Si cette nouvelle technologie n'est pas abandonnée aux grands fournisseurs d'électricité, les piles à combustible permettront à chaque être humain de produire et même d'échanger sa propre électricité. L'ensemble de nos institutions économiques, politiques et sociales, ainsi que nos modes de vie s'en trouveraient transformés.

Mais il n'est pas pour autant le premier ! Ainsi déjà en 1875, au tout début des usages de l'électricité et avant même que l'humanité ne soit entrée dans l'ère du pétrole, au chapitre 11 de la deuxième partie de son roman L'île mystérieuse [2], Jules Verne imaginait déjà le remplacement du charbon :

- Et qu'est-ce qu'on brûlera à la place du charbon ?

- L'eau, répondit Cyrus Smith.

- L'eau, s'écria Pencroff, l'eau pour chauffer les bateaux à vapeur et les locomotives, l'eau pour chauffer l'eau !

- Oui, mais l'eau décomposée en ses éléments constitutifs, répondit Cyrus Smith, et décomposée, sans doute, par l'électricité, qui sera devenue alors une force puissante et maniable, car toutes les grandes découvertes, par une loi inexplicable, semblent concorder et se compléter au même moment. Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir. [...]. Je crois donc que lorsque les gisements de houille seront épuisés, on chauffera et on se chauffera avec de l'eau. L'eau est le charbon de l'avenir.

Il n'est cependant encore pas question pour Jules Verne de la miraculeuse pile à combustible évoquée avec tant de lyrisme par Jeremy Rifkin, et dont pourtant le principe avait été découvert dès 1838 par Schönbein et le premier prototype réalisé par William Grove en 1842. Il pose cependant le problème du recours à

l'électricité pour décomposer l'eau par électrolyse, (découverte en 1800, aussitôt après l'invention de la pile Volta), en hydrogène et oxygène.

Une question essentielle reste indiscutablement celle d'une production économique et en quantité suffisante de cette merveilleuse électricité !

Mais il est vraiment remarquable que Jules Verne ait déjà eu bien conscience du problème des ressources, des limites de l'économie circulaire et du rendement énergétique, que l'on exprime maintenant au travers du concept de taux de retour en énergie (ou EROI), lorsqu'il écrivait dans Vingt mille lieues sous les mers (1870) :

- Le sodium ?

- Oui, monsieur. Mélangé avec le mercure, il forme un amalgame qui tient lieu du zinc dans les éléments Bunzen. Le mercure ne s'use jamais. [...]

- Je comprends bien, capitaine, l'excellence du sodium dans les conditions où vous vous trouvez. La mer le contient. Bien. Mais il faut encore le fabriquer, l'extraire en un mot. Et comment faites-vous ? Vos piles pourraient évidemment servir à cette extraction ; mais, si je ne me trompe, la dépense du sodium nécessitée par les appareils électriques dépasserait la quantité extraite. Il arriverait donc que vous en consommerez pour le produire plus que vous n'en produiriez !

- Aussi, monsieur le professeur, je ne l'extrahis pas par la pile, et j'emploie tout simplement la chaleur du charbon de terre.

Rifkin n'est pas non plus le premier à associer hydrogène et énergies renouvelables. Ainsi John Haldane [3] écrit-il en 1923 :

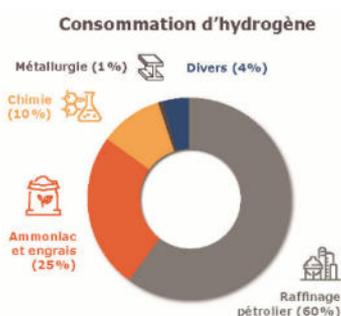
Si une éolienne dans le jardin pouvait produire 50 kg de charbon par jour (or, elle peut produire l'équivalent en énergie), nos mines de charbon fermeraient dès demain. Personnellement, je pense que d'ici 400 ans, on aura peut-être résolu le problème de l'énergie en Angleterre de la façon suivante : le pays sera recouvert de rangées d'éoliennes de métal, entraînant des moteurs électriques qui eux-mêmes fourniront un courant à très haute tension à un grand réseau électrique. De grandes centrales judicieuses espacées utiliseront le surplus d'énergie des périodes venteuses pour effectuer la décomposition électrolytique de l'eau en oxygène et en hydrogène. Ces gaz seront liquéfiés et stockés dans de vastes réservoirs à double paroi sous

vide, probablement enterrés. (...) Par temps calme, les gaz seraient recombinaés dans des moteurs à explosion reliés à des dynamos pour récupérer de l'électricité ou, plus probablement, dans des piles à combustibles.

L'objectif de cette note est de préciser un certain nombre d'aspects et d'implications de cette fameuse filière hydrogène et en particulier de dissiper plusieurs ambiguïtés plus ou moins sciemment entretenues par certains de ses acteurs ou promoteurs. Quels sont les objectifs à court puis à plus long terme des programmes financés en France et en Europe ? L'hydrogène, en tant que vecteur énergétique produit en usant de sources décarbonées d'énergie, pourra-t-il se substituer aux ressources fossiles (charbon, pétrole et gaz) utilisées aujourd'hui presque exclusivement pour couvrir nos besoins en mobilité et chauffage dans le résidentiel ou le tertiaire ?

Les usages actuels de l'Hydrogène

La quasi-totalité de l'hydrogène produit aujourd'hui dans le monde, (c'est-à-dire 110 MtH₂/an et 1 MtH₂/an en France), l'est pour des usages industriels non énergétiques, en particulier dans le domaine de la chimie (10%), la production d'engrais (25%), et surtout (60%) ... dans les procédés de raffinage pétroliers !



Sa production, à un coût de 1,5 à 2,5 €/kg, (40 à 80 €/MWh, à comparer au coût du gaz naturel de 30 €/MWh) est assurée à plus de 95 % par des procédés utilisant des ressources fossiles, notamment (40 %) le vaporeformage du méthane (gaz naturel). De ce fait elle est responsable actuellement en France, avec 10 MtCO₂/an, de 2 à 3 % des émissions de carbone. Notons que le surcoût de la décarbonisation par capture du carbone du procédé de production de H₂ à partir de gaz naturel ou de charbon augmenterait le coût de moins de 1 €/Kg, soit au total un coût entre 2 et 3 €/kg.

Le Plan Hydrogène français de 2018

Compte tenu des usages et modes de production actuels, "verdir" la production de cet hydrogène pour les utilisations industrielles non énergétiques constitue le tout premier objectif affiché dans les programmes nationaux et européens.

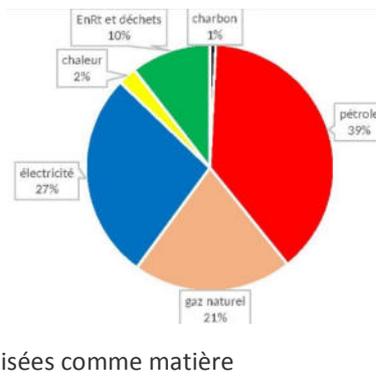
Aussi l'objectif prioritaire du plan hydrogène de 2018 et inscrit dans la récente PPE [4] est-il de produire d'ici 2035 environ 630 ktH₂ décarboné /an afin de

substituer totalement les 40 % (soit 400 kt) de H₂ actuellement produit par vaporeformage et de produire en outre 230 kt pour de nouveaux usages énergétiques (mobilité lourde et injection dans les réseaux de gaz), en privilégiant l'électrolyse.

Pour la période 2035-2050 un énorme saut quantitatif est envisagé, avec l'objectif de substituer l'hydrogène à 360 TWh/an, soit 31 Mtep, de combustibles fossiles représentant 20 % de la consommation d'énergie finale. Pour prendre la mesure de ce saut il faut réaliser que la consommation finale annuelle est d'environ 1800 TWh, soit 155 Mtep, dont environ 96 Mtep de fossiles (pétrole et gaz). Sachant qu'une Mt de H₂ équivalent à 3 Mtep, cela représente en gros une multiplication par un facteur 10 entre 2035 et 2050 !

Énergie finale en France (2016)

- 43 % : Usages liés aux bâtiments (résidentiel 27%, tertiaire 16%)
- 29 % : Mobilité et transport de marchandises
- 17 % : Industrie (fours, les procédés, etc.)
- 3 % : Agriculture (machines agricoles, chauffage des serres, etc.)
- 9 % : Ressources utilisées comme matière première (ex. pétrole pour produire du plastique, des engrais, ...)



L'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage /déstockage pour gérer l'intermittence des sources d'énergie renouvelables électrogènes (solaire PV et éolien) n'est envisagé qu'après 2035, hormis auparavant le financement de quelques démonstrateurs.

La feuille de route européenne de 2019

Les ambitions affichées par la feuille de route européenne de 2019 ne sont pas moins grandes, puisque pour atteindre son ambitieux objectif de neutralité carbone en 2050, la commission européenne compte clairement sur un développement massif de l'hydrogène comme vecteur énergétique.

Ainsi cette "Hydrogen Roadmap" [5] envisage-t-elle deux scénarios, dont le premier vise essentiellement à produire de l'hydrogène décarboné pour les usages industriels non énergétiques avec un objectif de 480 TWh (12 MtH₂) pour 2030 puis 780 TWh (20 MtH₂) en 2050, le second baptisé "Ambitious" vise

665 TWh (17,5 MtH₂) en 2030, puis un saut à 2251 TWh (65 MtH₂), soit 24 % de la consommation finale d'énergie en 2050, permettant une réduction des émissions de GES de 560 MtCO₂/an en 2050 (pour 3500 Mt d'émissions en 2015).

L'hydrogène décarboné, produit non seulement par électrolyse mais aussi par SMR (Steam Methane Reforming) ou gazéification du charbon avec CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage), pourrait ainsi contribuer, outre le remplacement de 1/3 de l'hydrogène utilisé pour les usages non énergétiques par du H₂ bas carbone en 2030, à la décarbonisation des transports et de secteurs du résidentiel et du tertiaire.

Transports : un développement massif des PAC est envisagé, avec 3,7 millions de véhicules personnels, 500 000 véhicules commerciaux, 45 000 camions, bus, et remplacement de 570 locomotives diesel en 2030.

Bâtiment et chaleur : 7 % d'hydrogène injectés dans les réseaux de gaz (30 TWh) en 2030 et 32 % en 2040.

De même que dans le plan hydrogène national, le rôle de cette filière hydrogène dans la stratégie de développement des renouvelables électrogènes (éolien et solaire photovoltaïque) et notamment l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage inter-saisonnier apte à gérer les conséquences de l'intermittence est clairement mentionné (Power-to-gas-to-Power). Nous y reviendrons plus loin.

Si le procédé électrolytique constitue bien la voie royale pour décarboniser l'hydrogène, "casser" la molécule d'eau par électrolyse requiert beaucoup plus d'énergie que le vaporeformage du méthane (CH₄ + 2 H₂O → CO₂ + 4 H₂) où le méthane lui-même fournit l'énergie nécessaire. L'estimation des coûts doit prendre en compte, comme pour tout procédé industriel, les coûts pour construire et maintenir les installations, (respectivement CAPEX et OPEX), qui varient selon la technologie mise en œuvre et le mode de fonctionnement, du fait de la contribution essentielle de l'électricité consommée et de son coût variable. Examinons à cet égard différentes solutions possibles combinant technologies et modes différents d'alimentation en électricité.

Trois procédés pour l'électrolyse

- l'électrolyse alcaline constitue la technologie la plus ancienne (1920) et la plus éprouvée ; son rendement maximum est de l'ordre de 65-70 %, (avec une consommation d'environ 50kWh d'électricité pour produire 1 kg de H₂ de contenu énergétique une trentaine de kWh) et un coût d'installation de l'ordre de 1000 €/kWe.

Avantages : électrolyte peu cher, pas de métaux nobles pour les électrodes, supporte des variations de charge importantes (de 10 % à 100 %).

Inconvénients : densité de courant faible, ne supporte pas les variations rapides de charge ; ne peut pas fonctionner à haute pression.

- l'électrolyse PEM (Proton Exchange Membrane), introduite en 1960, prometteuse mais pas encore mature, rendement environ 60 %, coût élevé (> 2500 €/kWe).

Avantages : utilise de l'eau pure, les membranes sont perméables aux seuls protons ; produit de l'hydrogène sous pression (jusqu'à 80 bars) ; apte à suivre des variations rapides de charge (0 à 160 %) et plus compacte.

Inconvénients : nécessite des métaux nobles pour les électrodes ; durée de vie plus faible.

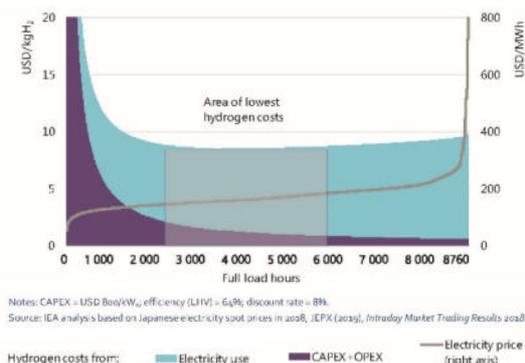
- l'électrolyse à haute température (1000°C) SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cells) pas encore commercialisée.

Avantages : rendements élevés (90 %), pas de métaux nobles, chaleur nécessaire cogénérée, éventuellement possibilité de co-électrolyse H₂O et CO₂ permettant la production de fuel synthétique ; Pourrait fonctionner en mode inversé.

Inconvénients : ne supporte pas de trop grandes variations de puissance ; durée de vie plus limitée.

Estimation des coûts de production

Le coût final de production dépend du coût des électrolyseurs, des rendements des procédés, du coût de l'électricité et du nombre d'heures de fonctionnement annuel. Il est aisé de comprendre qu'un nombre élevé d'heures de fonctionnement réduit l'impact des coûts d'investissement sur le coût de l'hydrogène, mais que cela peut impliquer pour les électrolyseurs connectés au réseau des coûts d'électricité plus élevés. Les coûts les plus bas pour le kg d'hydrogène produit correspondent dans ce cas à une plage nominale de 3 000-6 000 heures équivalentes à pleine charge, soit de 35 à 70% temps (1 an = 8760 h).



Coût de l'hydrogène produit par des électrolyseurs alimentés à partir du réseau électrique - Rapport IEA [6]

Pour la production d'hydrogène à faible coût il est donc essentiel de disposer d'électricité à prix bas permettant à l'électrolyseur de fonctionner pendant un nombre maximum d'heures à pleine charge.

Si la part des énergies renouvelables intermittentes augmente, l'électricité excédentaire pourrait être disponible à très faible coût. Mais dans ce cas, à cause de la baisse du nombre d'heures de fonctionnement, les installations doivent être surdimensionnées et la production d'hydrogène à un débit suffisant n'est éventuellement plus assurée, ce qui nécessite un stockage de l'hydrogène pour une utilisation ultérieure, induisant de nouveaux coûts d'investissement, et ne permet pas de maintenir les coûts à un faible niveau.

Faire fonctionner l'électrolyseur à un nombre élevé d'heures de pleine charge et payer davantage pour l'électricité peut en fait se révéler moins cher que de compter sur le surplus gratuit d'électricité pendant un nombre réduit d'heures de pleine charge.

En France RTE a étudié trois modes possibles pour la production d'hydrogène par électrolyse [7]

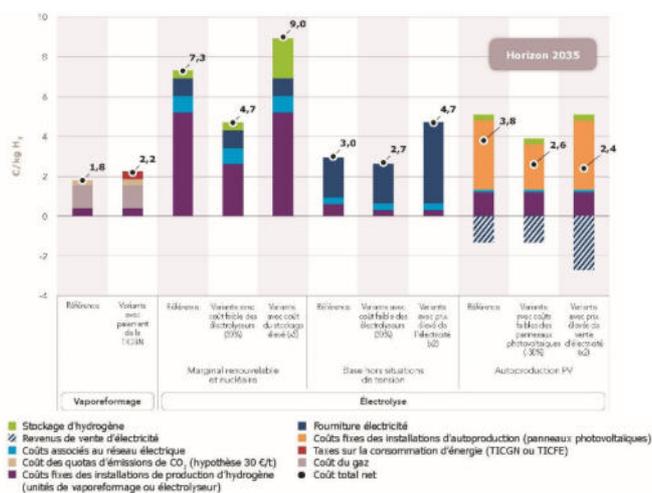
Mode 1 : les électrolyseurs fonctionnent en période de marginalité EnR ou nucléaire (sur signaux de prix faibles). La durée de fonctionnement (très intermittent) annuelle est faible (10 à 20 %, soit 800 h à 1600 h), et donc nécessite de grandes puissances d'électrolyseurs, et un stockage H₂ est nécessaire pour alimenter un approvisionnement de base (1800 t/jour). La production est insuffisante pour couvrir les besoins en hydrogène.

Mode 2 : fonctionnement en alimentation de base (7000h à 8000 h/an), d'où un bon amortissement des coûts fixes, une production régulière, mais un prix plus élevé de l'électricité et impact négatif (paradoxal !) sur le bilan carbone au niveau européen.

Mode 3 : la production locale d'hydrogène est couplée avec de l'autoproduction d'électricité, photovoltaïque ou éolienne. Les électrolyseurs sont sous-dimensionnés pour garantir une vente suffisante d'électricité à prix garanti, (Facteur de charge estimé à 40 %). La localisation, potentiellement éloignée des industries ou des réseaux de gaz, implique des coûts de stockage.

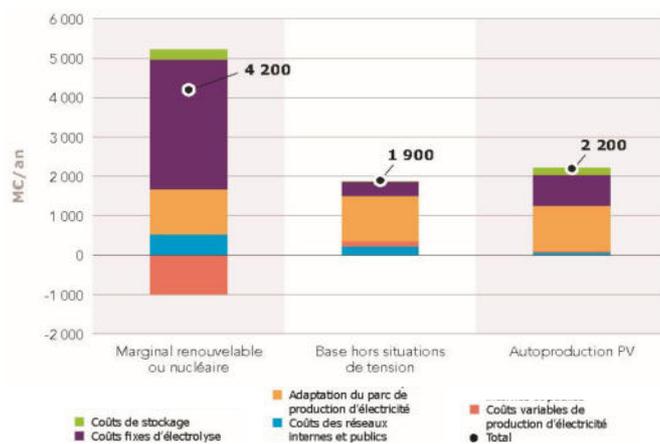
L'étude réalisée par RTE démontre clairement que seul le mode 2 (alimentation de base) permet d'espérer des coûts de production pouvant se rapprocher des coûts actuels par vaporeformage, surtout si une taxe carbone vient pénaliser ce dernier, et en tablant pour le futur sur la mise en œuvre d'électrolyseurs SOEC.

L'intérêt du mode 1 s'évanouit lorsqu'on réalise qu'il ne suffit pas de disposer d'électricité gratuite pour assurer la compétitivité, car les surcoûts d'installations surdimensionnées ne doivent surtout pas être ignorés. C'est le même type d'erreur d'analyse qui est commise vis-à-vis des énergies renouvelables électrogènes, dont le flux d'origine (vent ou soleil) est bien gratuit, mais qui nécessitent de nombreuses et lourdes installations gourmandes en ressources minérales pour le capter. Le mode 3 ne permet d'atteindre des coûts de production d'hydrogène compétitifs en France que grâce à une politique de prix garantis de rachat de l'électricité "verte". En revanche, sous d'autres latitudes, ce mode de fonctionnement découplé du réseau pourrait s'avérer intéressant et compétitif.



Coût de la production d'hydrogène par électrolyse en fonction du mode de fonctionnement (Rapport RTE).

L'observation de l'estimation du montant des sommes à investir d'ici 2035 pour les différents modes est instructive. Les grands écarts observés pour un même objectif de production résultent des énormes différences sur la puissance d'électrolyse et le stockage nécessaires, soit respectivement : 38 GW (facteur de charge 9 %), 1,89 Mt pour le mode 1, 3,7 GW (facteur de charge 93 %), 0,13 Mt pour le mode 2) et 9 GW (facteur de charge 38 %), 0,13 Mt pour le mode 3.



Coût de substitution de l'électrolyse au vaporeformage selon le mode de fonctionnement (Rapport RTE).

Cet investissement public coûtera au minimum 2 Mrds/an jusqu'en 2035 pour assurer la seule production annuelle de 630 kt d'hydrogène décarboné en utilisant 30 TWh d'électricité, en supposant des coûts fixes d'électrolyse identiques de l'ordre de 1300 €/kWe. Il doit être mis en regard des soutiens au développement des énergies renouvelables électrogènes, à savoir de l'ordre de 6 Mrds/an.

La hauteur des investissements nécessaires, déjà pour la seule première étape de substitution de l'hydrogène produit par électrolyse à celui utilisé aujourd'hui dans les usages industriels hors du secteur de l'énergie, permet de prendre la mesure du colossal défi que représente l'ambition affichée tant au niveau national qu'au niveau européen de développer massivement après 2035 la production d'hydrogène pour les usages énergétiques et réussir ainsi atteindre la neutralité carbone.

Examinons rapidement les deux principaux domaines d'utilisation envisagés, qui comptent respectivement pour 29 % et 43 % de la consommation finale d'énergie en France).

La mobilité et les transports

Utiliser l'hydrogène dans les transports, grâce aux piles à combustibles, comme cela est déjà indiqué dans la feuille de route européenne évoquée plus haut, n'est pas une idée nouvelle, et produire de l'hydrogène (avec le degré de pureté requis) en quantité et à un coût compétitif industriel n'est pas le seul défi à relever. Il faut pouvoir délivrer ce carburant aux utilisateurs et produire les véhicules aptes à l'utiliser. Les défis en termes technologiques (sécurité, besoins en métaux nobles (platine) pour les catalyseurs, etc...) et économiques sont immenses.

La distribution elle-même, s'il s'agit en particulier d'alimenter des véhicules individuels, est coûteuse et complexe car l'hydrogène doit être comprimé à 700 bars au remplissage du réservoir, ce qui consomme déjà 20 % de son contenu énergétique ! Le coût de fourniture étant estimé à 3 à 4 €/kg, ceci conduit à un coût à la pompe d'au moins 10 €/kg, s'il est produit par SMR, ou au moins 15 €/kg par électrolyse. Avec une consommation estimée à 1kg/100 km, cela conduit à 15 c€/km à comparer à 3,5 c€/km de gazole [8].

Si l'on compare avec un véhicule électrique à batterie, dans les conditions actuelles de production de l'hydrogène, un véhicule à PAC consomme globalement environ trois fois plus d'électricité du réseau [9]. Une amélioration future des rendements pourrait conduire au mieux à une division par deux.

Les usages thermiques

L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz est possible sans trop de difficulté jusqu'à un pourcentage

d'environ 7 %. Au-delà il faudra utiliser la méthanation, pour produire du méthane à partir de l'hydrogène, étape supplémentaire qui conduit bien sûr à un abaissement supplémentaire du rendement final.

Conclusions

L'idée d'utiliser l'électrolyse de l'eau comme procédé de production massive d'hydrogène n'est pas nouvelle, et elle est redevenue d'actualité non plus seulement dans des utopies littéraires mais en tant que solution à mettre en œuvre dans les programmes ou scénarios officiels ambitionnant d'atteindre la neutralité carbone en 2050, en réponse aux menaces de réchauffement climatiques. Or l'électrolyse est un procédé énergétiquement très coûteux, qui nécessite pour devenir économiquement viable une électricité à bas coût permettant une alimentation des électrolyseurs avec un facteur de charge élevé.

Cette conclusion qui ressort clairement aussi bien des études de RTE que du rapport de l'IEA fait ainsi ressortir l'ambiguïté des propos de certains décideurs politiques. Ainsi Nicolas Hulot déclarait-il en lançant le plan hydrogène français de 2018 :

L'hydrogène rend possible le stockage à grande échelle des énergies renouvelables, permettant ainsi de rendre crédible un monde où l'hydrogène vient se substituer petit à petit aux (énergies) fossiles, au nucléaire, pour combler les intermittences du solaire et de l'éolien.

Il inversait ainsi les priorités de la filière dont le premier objectif est pourtant la production d'hydrogène décarboné pour les usages non énergétiques.

Il est vraiment important de bien distinguer les deux enjeux de la filière que sont :

- le "verdissement" de la production d'hydrogène pour les besoins industriels, en y ajoutant un développement de son usage pour la mobilité lourde
- l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage/déstockage dans la gestion du réseau électrique avec l'augmentation de la part des EnRs. Une confusion certaine est entretenue par les promoteurs des énergies renouvelables électrogènes, qui voient dans l'hydrogène la solution miracle pour régler les conséquences de l'intermittence de l'éolien et du solaire, mais aussi malheureusement par l'UE dans son "Hydrogen roadmap".

Imaginer, comme le prétend Jeremy Rifkin, que grâce à l'hydrogène les énergies renouvelables électrogènes (solaire PV et éolien) nous permettront de nous affranchir à la fois des ressources fossiles et du nucléaire, est pour le moins hasardeux.

L'utilisation de l'hydrogène pour stocker l'énergie électrique est pourtant la plus pertinente, car les gaz combustibles stockent, à volume égal, en ordre de

grandeur, 70 à 230 fois plus d'énergie potentielle que l'eau des barrages ou l'air comprimé en cavités souterraines, mais l'électrolyse de l'eau comme procédé économiquement viable de production massive d'hydrogène "vert", ou plus loin de méthane voire de méthanol, pouvant se substituer aux hydrocarbures fossiles, nécessitera très probablement de recourir à une utilisation dédiée d'électricité nucléaire.

Et pour terminer par une utopie raisonnable, imaginons que l'on réussisse à maîtriser l'énergie de fusion. Alors pour alimenter en "combustible" un réacteur à fusion de 1 GW de puissance électrique, il suffira d'environ 125 kg de Deutérium (hydrogène lourd, contenu dans l'eau à raison de 33 g/m³) et 3 tonnes de Lithium. Autrement dit l'eau comme combustible dont rêvait Jules Verne ! Et pour fixer les idées, les 125 kg de deutérium consommés produiraient annuellement 8760 GWh d'électricité pouvant produire par électrolyse de l'ordre de 175 000 tonnes d'hydrogène ! Et pour ce qui concerne le lithium 3 tonnes par an pour produire de l'ordre de 8 milliards de kWh, cela représente la quantité de Lithium nécessaire pour équiper seulement 600 véhicules en batteries pour stocker au total ... 30.000 kWh !

Seule la mise en œuvre de réactions nucléaires, avec des énergies par unité de masse plus d'un million de fois plus grandes que pour les réactions chimiques, permettra de sortir du cercle vicieux d'une illusion d'économie circulaire, redonnant vie à l'utopie du mouvement perpétuel.

Références

- [1] Jeremy RIFKIN, "L'économie hydrogène", Traduit en Français par Nicolas GUILHOT, Édition La découverte (2002) 330 pp.
- [2] Jules VERNE, "L'île mystérieuse", Hetzel Éditeur (1875), illustrations de Jules FERAT
- [3] John Burdon Sanderson Haldane (1892-1964), "Daedalus or, Science and the Future" <http://bactra.org/daedalus.html> (trad. fr. Dédale & Icare, éd. Allia, 2015), un essai d'anticipation qui inspirera à Aldous Huxley "Le Meilleur des mondes" (1932) où il reprend le concept d'ectogenèse, (procréation d'un être humain dans un utérus artificiel).
- [4] <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>
- [5] "Hydrogen Roadmap" Europe_Report (2019)
- [6] "The Future of Hydrogen", Report prepared by the IEA for the G20, Japan
- [7] "La transition vers un hydrogène bas carbone, Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035", RTE (Janvier 2010)
- [8] Etienne Beeker, "Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ? ", France Stratégie (2014).
- [9] Georges Sapy, "Power to gas to power : solution au stockage de masse ou impasse ? " (2019)