

PRODUCTION D'HYDROGENE PAR ELECTROLYSE DE L'EAU

Sommaire

- 1 – Introduction
- 2 - Quelques rappels sur l'électrolyse
- 3 - Les technologies en concurrence
- 4 - Comparaison et développement des diverses filières
- 5 - Coût de l'hydrogène fabriqué par électrolyse
- 6 - Fabricants et/ou développeurs d'électrolyseurs
- 7 - Références

1. Introduction

L'hydrogène est un vecteur énergétique peu présent dans la nature à l'état moléculaire: il faut donc le produire avant de l'utiliser ou éventuellement le stocker. On y parvient par divers procédés : le reformage ou gazéification d'hydrocarbures, l'électrolyse de l'eau ou la dissociation thermo-chimique de l'eau ou de la biomasse (cf. Fiches 3.2.2 et 3.3.1). Ils exigent tous une dépense d'énergie pour dissocier l'hydrogène de (ou des) élément(s) au(x)quel(s) il est associé: carbone, hydrogène ...

Le choix du procédé (figure 1) se fait en fonction de nombreux paramètres : type d'énergie utilisée, pureté, débits,

De fait, la quasi-totalité de l'hydrogène aujourd'hui disponible provient du reformage de gaz naturel. La thermo-chimie est au stade du laboratoire et l'électrolyse représente actuellement et mondialement environ 4% de la capacité totale de production de cet hydrogène. Cette dernière, en croissance, n'est mise en œuvre que si l'électricité est soit fatale (cas de certains renouvelables disponibles à proximité comme l'hydraulique), soit d'un coût acceptable (renouvelables ou nucléaire). Actuellement, le recours croissant aux sources renouvelables conduit au développement de l'électrolyse, procédé bien adapté à la valorisation de ces énergies nouvelles.

A côté de l'électrolyse industrielle mettant en œuvre des puissances unitaires pouvant atteindre plusieurs mégawatts (électrolyse chlore-soude, par exemple), on assiste de nos jours à l'essor des électrolyseurs de toutes capacités, typiquement de 1 kW à plusieurs MW.

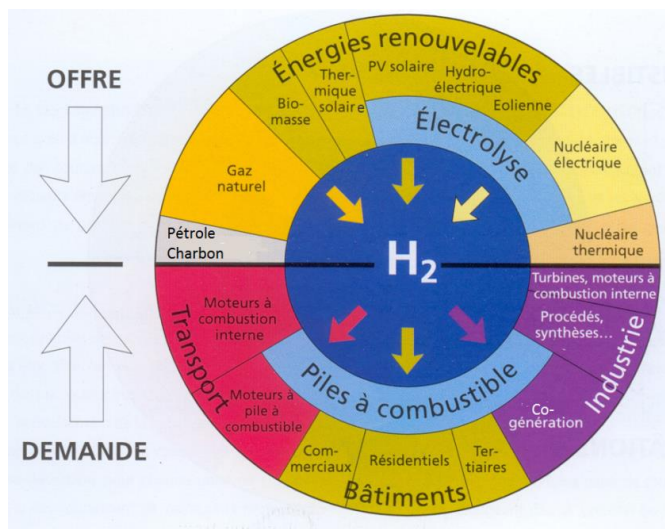
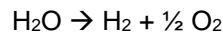


Figure 1 – La chaîne « hydrogène » (document U.E.)

2 - Quelques rappels sur l'électrolyse

La décomposition de l'eau par électrolyse s'écrit de manière globale:



avec une enthalpie de dissociation de l'eau : $\Delta H = 285 \text{ kJ/mole}$

Cette décomposition nécessite un apport d'énergie électrique dépendant essentiellement de l'enthalpie et de l'entropie de réaction. Le potentiel théorique de la décomposition est de 1.481 V à 298 K. Les valeurs classiques des potentiels de cellules industrielles sont de l'ordre de 1.7 à 2.1 V, ce qui correspond à des rendements d'électrolyse de 70 à 85 % se rapportant au Pouvoir Calorifique Supérieur¹ (PCS) de 3,55 kWh/Nm³. La consommation électrique des électrolyseurs industriels (auxiliaires compris) est généralement de 4 à 5 kWh/Nm³ d'hydrogène produit. A noter qu'il convient d'éliminer en permanence la chaleur dégagée liée aux irréversibilités.

L'alimentation minimale en eau d'un électrolyseur est de 0.8 l/Nm³ d'hydrogène produit. En pratique, la valeur réelle est proche de 1 l/Nm³. L'eau introduite doit être la plus pure possible car les impuretés demeurent dans l'équipement et s'accumulent au fil de l'électrolyse, perturbant in fine les réactions électrolytiques par :

- la formation de boues
- l'action des chlorures sur les électrodes

Une spécification importante sur l'eau porte sur sa conductivité ionique (qui doit être inférieure à quelques $\mu\text{S/cm}$).

Une cellule d'électrolyse est constituée de deux électrodes (anode et cathode, tous deux conducteurs électriques) reliées à un générateur de courant continu, et séparées par un électrolyte (milieu conducteur ionique).

Cet électrolyte peut être :

- soit une solution aqueuse acide ou basique,
- soit une membrane polymère échangeuse de protons
- soit une membrane céramique conductrice d'ions O^{2-} .

Il existe de nombreux fournisseurs (voir § 5) proposant des technologies très diversifiées, notamment en termes de nature de l'électrolyte et de technologie associée, allant d'un possible couplage amont avec une alimentation électrique renouvelable (photovoltaïque ou éolienne), à la fourniture finale directe d'hydrogène sous pression.

3 - Les technologies en concurrence

Elles sont de deux natures et portent d'une part sur le type de structure (mono polaire ou bipolaire) et d'autre part sur le type d'électrolyte : alcalin, PEM² (ou acide) ou SOEC (technologie SOFC).

Structures mono polaires et bipolaires

Les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes **mono polaires** (c'est-à-dire que chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif), les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en parallèle.

Les systèmes **bipolaires**, développés par la suite, utilisent des plaques intercalaires jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre, les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en série électrique. La conduction électrique s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur qui présente une chute ohmique, faible mais non nulle. Les assemblages bipolaires offrent l'avantage

¹ Quantité de chaleur dégagée par la combustion dans les conditions normales d'une unité de masse du combustible. Il est dit supérieur lorsque l'énergie correspondante à la condensation de l'eau produite par la combustion est récupérée.

² Proton Exchange Membrane. et Solid Oxyde Fuel Cell, cf. Fiches 5.2.2 et 5.2.6.

d'une densité de courant plus élevée et d'une meilleure compacité. Cette conception introduit cependant une difficulté supplémentaire: l'électrode présente une face en milieu oxydant (anode) et l'autre en milieu réducteur (cathode).

La grande majorité des systèmes industriels reposent sur la technologie bipolaire, alors que quelques fournisseurs d'électrolyseurs de petite capacité proposent encore des structures mono polaires.

Les cellules d'électrolyse doivent être étanches, isolées électriquement et résistantes à la corrosion dans des conditions de température et pression parfois élevées.

Electrolyse alcaline

Le principe de ce type d'électrolyse est représenté sur la figure 2 :

Les réactions sur les électrodes sont les suivantes :

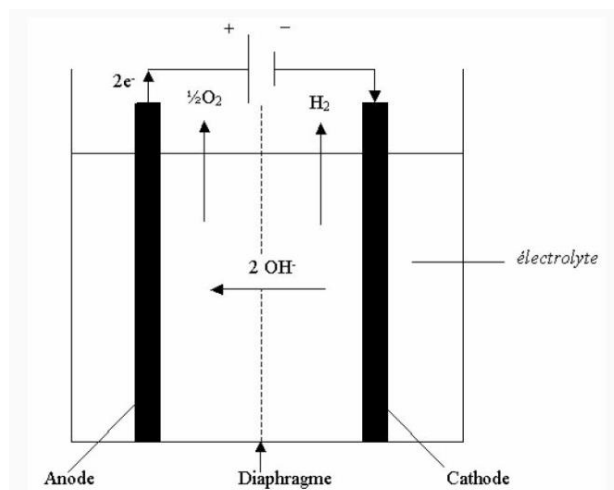
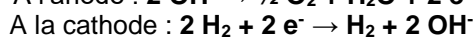
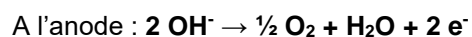


Figure 2 – L'électrolyse alcaline

L'électrolyse alcaline est le procédé le plus employé dans l'industrie et est donc mature. Les électrolyseurs se présentent en modules de petite ou moyenne capacité (0,5-800 Nm³/h d'hydrogène), utilisant une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (ou potasse) dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C). La potasse est préférée à la soude, essentiellement pour des raisons de conductivité ionique supérieure à niveaux de température équivalents, et de meilleur contrôle des impuretés chlorures et sulfates.



Figure 3 – Trois unités d'électrolyseur alcalin Enertrag de 2 MW unitaire – 1000 m³/h

Les modules comprennent généralement : une alimentation électrique, des cellules d'électrolyse, une unité de purification de l'eau, une unité de déshumidification des gaz, une unité de purification de l'hydrogène, un compresseur et un système de contrôle-commande. Certaines technologies

d'électrolyseurs fonctionnent directement sous pression. Les modules de petite capacité opèrent typiquement de 3 à 30 bars.

A noter que plusieurs laboratoires mènent des travaux de R&D sur les piles à combustible alcalines pour remplacer l'électrolyte liquide par des membranes solides conductrices d'anions OH⁻. En cas de succès, non encore acquis, ces membranes pourraient trouver une application dans l'électrolyse alcaline.

Electrolyse acide PEM (Proton Exchange Membrane)

L'électrolyse acide se distingue de la précédente par un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons (Figure 4). Les avantages de cette technologie sont l'absence d'électrolyte liquide, la compacité, la simplicité du design et du fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, des performances sensiblement supérieures et une moindre influence de la variation des conditions d'entrée (intéressant pour les sources renouvelables intermittentes). Cependant le coût de la membrane polymère et l'utilisation d'électro-catalyseurs à base de métaux nobles, conduisent à des équipements aujourd'hui plus onéreux que les électrolyseurs alcalins de même capacité. L'électrolyse à membrane polymère est considérée, néanmoins, par beaucoup, comme une technologie d'avenir car elle bénéficie des nombreux développements sur les piles à combustible de technologie comparable (cf. Fiche 5.2.2 - Les piles PEM), et de la réduction des coûts associée.

L'électrolyse à membrane polymère de petite capacité est d'ores et déjà une technologie mature, utilisée depuis plusieurs dizaines d'années pour des applications sous-marines (usines à oxygène à bord des sous-marins nucléaires³ américains et britanniques) et spatiales (pour la génération d'oxygène dans les compartiments vie de satellites).

Ces unités peuvent opérer de la pression atmosphérique à plusieurs dizaines de bars, voire quelques centaines de bars (Figure 5).

Ce type d'électrolyseur est particulièrement adapté au couplage à une source d'énergie renouvelable car il supporte, mieux que l'électrolyseur alcalin, les variations de puissance électrique disponible. De plus, au vu des meilleures performances des électrolyseurs disponibles. Les rendements des deux familles sont aujourd'hui très proches l'une de l'autre et approchent, pour les plus puissantes, une valeur voisine de 90%.

Les normes et codes sur la conception et/ou l'installation d'électrolyseurs de petite capacité sont en cours d'élaboration, notamment au sein de l'ISO TC 197⁴ dédié aux technologies de l'hydrogène.

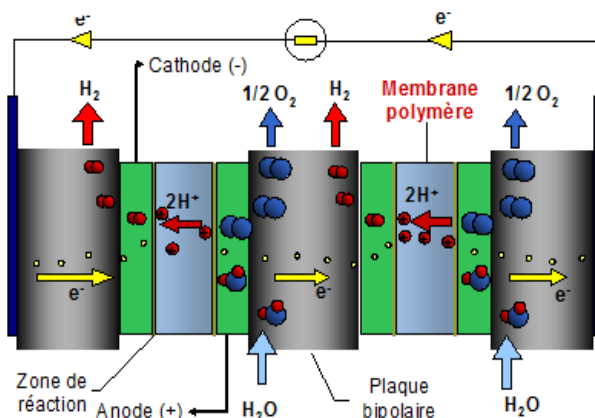


Figure 4 – L'électrolyse PEM

Avec: - à l'anode: $2 \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$
 - à la cathode: $2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \Rightarrow \text{H}_2$

³ Les sous-marins nucléaires français sont actuellement équipés d'électrolyseurs alcalins, mais devraient passer prochainement en technologie PEM.

⁴ ISO TC, International Organization for Standardization Technical Committee



Figure 5 – Electrolyseur PEM AREVA H₂Gen/CETH₂ 120 Nm³/h (2015)

Nota : L'eau pure étant plus rare que l'eau de mer, de plus en plus de systèmes ne disposent que d'eau de mer. Il n'y a alors que deux solutions :

- soit traiter l'eau de mer comme on le fait dans des installations de dessalement (évaporation ou osmose inverse),
- soit, comme il a été récemment proposé par le *Leiden Institute of Chemistry* de déposer à l'anode, avec l'iridium, un oxyde de manganèse qui y empêcherait la formation de chlore.

Electrolyse à haute température (PCFC ou SOEC)

Cette technologie est directement issue des développements de la pile à combustible de type PCFC ou SOFC (Figure 6), fonctionnant respectivement dans les gammes 400 – 600°C et 650 – 1000°C. Elle se révèle intéressante si on l'alimente à la fois en électricité et en chaleur pour maintenir la température élevée souhaitée; le rendement peut alors être supérieur à 80% si on ne prend pas en compte la chaleur de vaporisation de l'eau. Elle est essentiellement destinée à être couplée à un système solaire à concentration ou à un réacteur nucléaire à haute température. Elle est au stade du développement dans divers laboratoires comme *CERAMATEC*, *Idaho National Engineering and Environmental Lab.* aux USA et au *CEA/LITEN* en France.

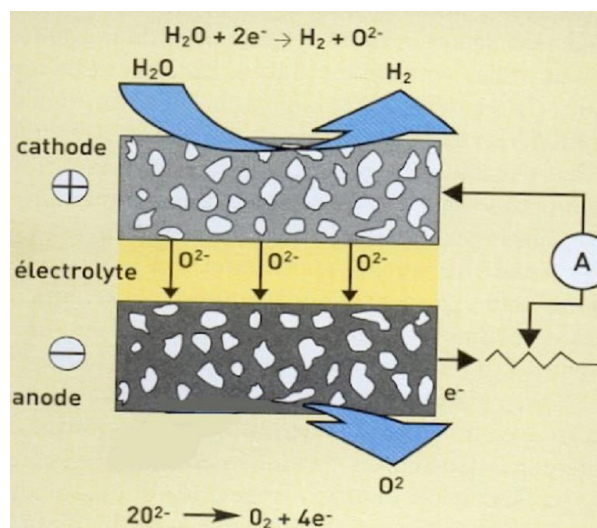


Figure 6 – L'électrolyse SOEC⁵

⁵ SOEC: Solid Oxide Electrolysis Cell

Une technologie complémentaire est en cours de développement : il s'agit du couplage des deux fonctions d'électrolyse et de pile à combustible au sein d'un même appareil dans la mesure où l'électrolyse et la pile à combustible sont deux technologies dont les fonctionnements sont réversibles. Diverses entités, publiques et industrielles commencent, depuis le début 2016, à s'y intéresser en appliquant la technologie SOEC/SOFC; c'est le cas de la start-up française *Sylfen*⁶ issue du CEA et aux Etats-Unis de l'association *Boeing, Huntington Beach et Sunfire* qui vient d'en faire une démonstration avec un système de 50 kW livré à l'US Navy, en février 2016 (Fig. 7). Le premier démonstrateur *Sylfen* (Smart Energy Hub baptisé rSOC⁷) a été validé en mai 2018.



Figure 7 – le système réversible SOEC/SOFC de Boeing (2016)

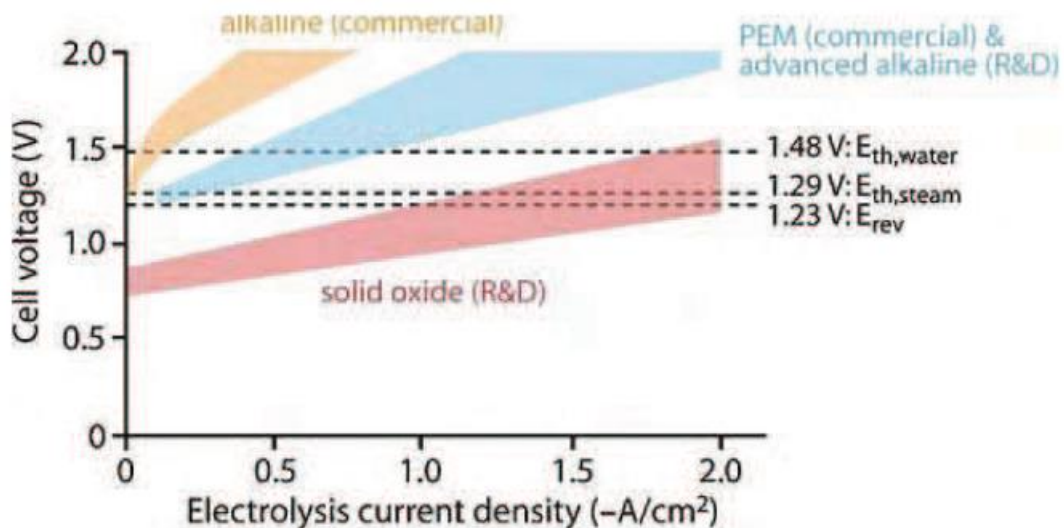
En mai 2018, le US/DoE/EERE a annoncé un financement de 3,5 M\$ pour développer une technologie d'électrolyse haute température qui serait connecté à un réacteur nucléaire. Les laboratoires concernés sont le *Fuel Cell Energy*, à Danbury, *Saint-Gobain* à Northboro et l'Université *West Virginia*.

4 – Comparaison et développement des diverses filières

Dans un rapport de mai 2012 (*Les technologies de l'hydrogène au CEA*), le CEA avait publié un graphique (Fig. 8) comparant les performances des trois technologies: l'électrolyse basse température (de type alcaline en jaune, PEM en bleu) et l'électrolyse haute température (en rouge). A tension donnée aux bornes de la cellule, la production d'hydrogène est proportionnelle à l'intensité du courant (horizontal) et le rendement (Nm^3/kWh) est inversement proportionnel à la tension (vertical).

⁶ <http://sylfen.com/fr/accueil/>

⁷ rSOC pour « reversible Solid Oxide Cell », aussi baptisé « SmartHyes »



Par ailleurs, un rapport publié en 2018 (Fuel Cell and Hydrogen Annual Review, 2017), montre l'évolution estimée du marché (en termes de MW commercialisés) des électrolyseurs jusqu'en 2020 (cf. Fig. 9).

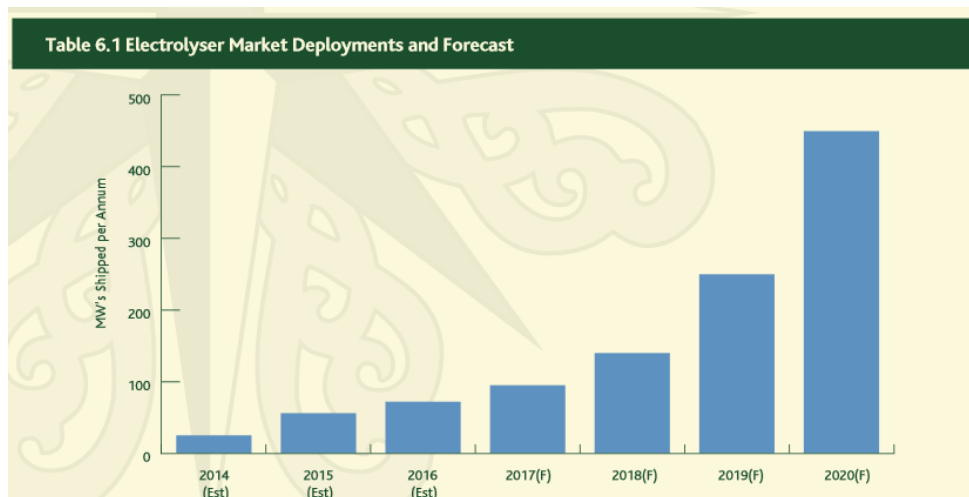


Figure 9 - Préviction d'évolution du marché des électrolyseurs
(Source: Fuel Cell and Hydrogen Annual Review, 2017)

Nota: cette estimation de 2017 s'est étonnamment vérifiée puisque le marché fin 2021 a atteint 458 MW avec une prévision d'un facteur 4 de la production d'hydrogène vert en 2022 !

5. Coût de l'hydrogène fabriqué par électrolyse

Evoquer le recours à un nouveau vecteur d'énergie, même à un stade préliminaire, exige non seulement une analyse du cycle de vie, mais aussi une analyse économique globale (coût capital, coûts opératoires et maintenance). Le coût de l'hydrogène produit par électrolyse est lié à celui de l'électricité, donc à son mode de production. Dans le cas d'une électricité « verte », ce sont les coûts en capitaux du système renouvelable (photovoltaïque, éolien...) qui influenceront. Les chiffres varient, selon les auteurs et les hypothèses retenues (taille et performances de l'unité, coût capital...) entre

2,5 et 6 €/kg, avec un assez large consensus autour de 3,5 – 5 €/kg d'hydrogène, pour une durée de fonctionnement supérieure à 7 000 h/an (Figure 10).

Ces chiffres sont à considérer avec prudence, compte tenu du faible retour d'expérience sur les performances réelles de ces systèmes et des coûts associés, mais ils montrent qu'une analyse économique, même préliminaire, ne permet pas de disqualifier cette nouvelle filière qui reste encore à développer, notamment pour des applications captives.

Ces coûts peuvent être comparés aux résultats des travaux du projet national *HyFrance3*. Par exemple, dans l'hypothèse d'une production massive d'hydrogène à partir d'un champ éolien, couplée à un stockage en cavités profondes, dans les régions PACA ou Rhône-Alpes, le coût prospectif, en 2050, de l'hydrogène produit par électrolyse pourrait se situer dans la gamme 0,5 – 0,7 €/kg.

De son côté, le CGSP (Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective) a publié en septembre 2014, les résultats d'une étude sur le sujet (Figure 10)

COÛTS DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE

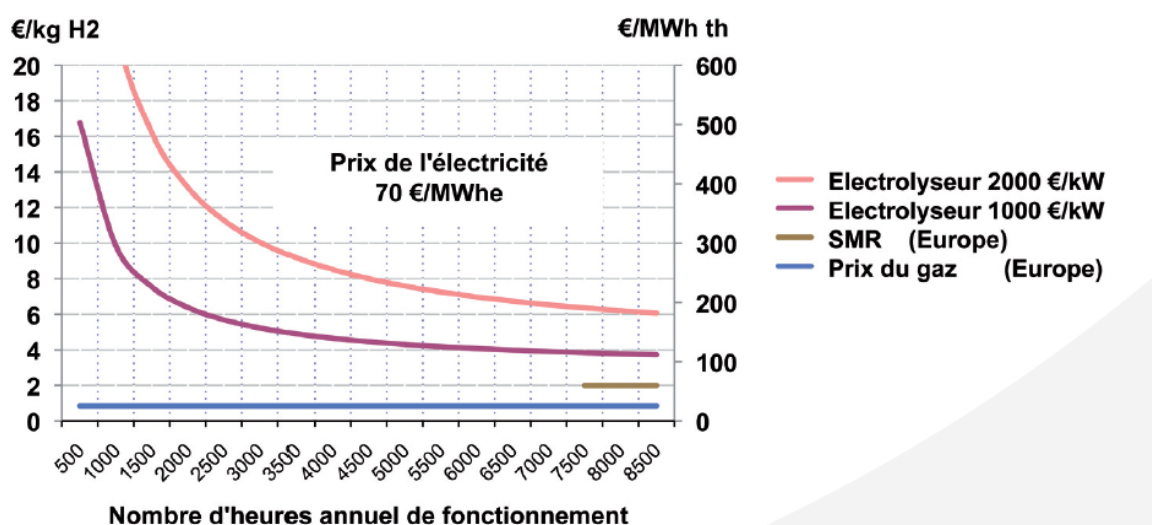


Figure 10 – Estimation du coût de l'hydrogène en fonction du mode de production (Document France Stratégie - Août 2014)

COÛTS DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE SUIVANT DIVERS SCÉNARIOS

Scénario		1	2	3	4	5	6
Coût de l'électrolyseur	€/kW	2 000	2 500	800	800	800	800
Rendement électrolyse		60 %	50 %	80 %	80 %	80 %	80 %
Production annuelle	kWh	7 000	2 000	2 000	1 000	500	7 000
Coût de l'électricité stockée	€/MWh	70	70	70	140	0	60
Coût de l'H2 produit	€/kg	7,0	18,3	6,1	12,2	10,5	3,7
	soit \$/MBtu	68	177	59	118	102	36
	soit €/MWh	178	463	154	309	267	94

Source : CGSP

1. Électrolyse alcaline aux conditions actuelles pour une utilisation en base (7 000 heures/an), avec un prix de l'électricité de 70 €/MWh et un rendement de l'électrolyseur de 60 %.
2. Électrolyse PEM aux conditions actuelles pour stocker de l'énergie éolienne (70 €/MWh, 2 000 heures/an).

3. Idem à 2 mais avec un coût d'électrolyseur de 800 €/kW et un rendement de 80 %, soit aux conditions qu'on peut espérer à l'horizon 2025-2030.
4. Idem à 3, mais avec stockage d'énergie solaire photovoltaïque (140 €/MWh, 1 000 heures/an).
5. Idem à 3, mais avec un prix de l'électricité stockée nul et des durées d'utilisation réduites (500 h/an), correspondant à de l'énergie renouvelable excédentaire. En effet, certaines études attribuent une valeur nulle aux kWh électriques à stocker, en général produits par des ENR, ce qui refléterait le caractère fatal de cette énergie quand elle ne peut être ni consommée ni transportée sur le réseau. Bien que cette hypothèse soit hautement contestable, elle a l'intérêt de mettre en évidence la part due aux coûts fixes de l'installation.
6. Un dernier scénario évalue la production d'hydrogène en base aux conditions futures espérées.

Figure 11 - Coûts de production selon divers scénarios détaillés ci-dessus

D'autres données économiques ont été fournies par l'I-Tésé (Figure 12) (lettre I-Tésé n°23 - novembre 2014) montrant les évolutions possibles de coûts comparés des électrolyseurs entre les deux filières alcalines et acides.

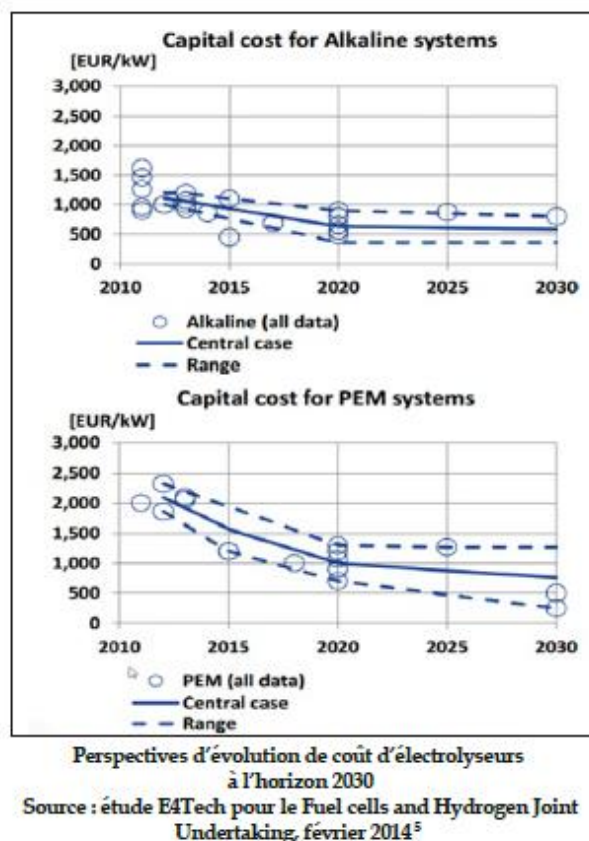


Figure 12 - Prévisions d'évolution comparée des coûts entre les deux filières.
(I-Tésé - février 2014)

6 – Fabricants et/ou développeurs d'électrolyseurs

Les électrolyseurs généralement disponibles au plan commercial sont des électrolyseurs pour des pressions moyennes, ceux à haute pression étant encore au stade du test en vraie grandeur.

6.1 - Technologie alcaline

- **IHT, Industrie Haute Technologie**, (Suisse) - électrolyseurs de 20 à 760 Nm³/h, de 1 à 32 bars
Cette société a été rachetée par SUNFIRE
- **ELT - Elektrolyse Technik GmbH**, (Allemagne) : électrolyseurs de 330 à 1 400 Nm³/h, de 1 à 30 bars (Figure 13)
<http://www.elektrolyse.de>
- **Hydrogenics**, (Canada) ex-*Vandenborre/Stuart Energy*, produit la famille des électrolyseurs HySTAT de 10 à 15 Nm³/h, 10-25 bars
<http://www.hydrogenics.com/>
- **Angstrom Advanced Inc.**(USA) – électrolyseurs, jusqu'à 500 Nm³/h, jusqu'à 50 bars.
<http://www.angstrom-advanced.com/index.asp?page=hydrogen2o>



Figure 13 – Electrolyseur alcalin ELT type S 556, 760 Nm³/h – 30 bars

- **NEL Hydrogen AS** (Norvège) - électrolyseur à pression ambiante jusqu'à 500 Nm³/h.
En avril 2019, NEL ASA a reçu commande d'un électrolyseur de 4,5 MW de Hybrit Development AB, une joint venture appartenant à SSAB, LKAB et Vattenfall.
En juillet 2019, NEL a lancé son modèle A1000, destiné à une production de l'ordre de 2T/jour (600 à 970 Nm³/h).
En juillet 2022, la branche norvégienne a reçu une commande d'électrolyseurs alcalins pour une puissance totale de 200 MW.
- **McPhy** (France), a acheté la technologie d'électrolyseurs *McLyzer* qui couvrent une large gamme de pressions. Ils sont équipés d'électrodes *De Nora*.
Cette société et *ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers*, leader mondial des équipements d'électrolyse chlore/soude et acide hydrochlorique, ont conclu, en juin 2015, un accord commercial stratégique dans la production d'hydrogène. *McPhy* devient ainsi le fournisseur exclusif de *ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers* pour ses équipements de production d'hydrogène de

grande capacité par électrolyse de l'eau destinés au marché du stockage des énergies renouvelables.

Par ailleurs, *McPhy* avait acheté, en janvier 2013, le fabricant italien d'électrolyseurs *PIEL*, puis en octobre 2013 a repris les activités d'électrolyseurs de l'allemand *ENERTRAG HyTec GmbH*.



Figure 14 - Electrolyseurs McPhy livrés en Chine (2017)

En juin 2017, *McPhy* a livré en Chine (province de Hebei) un ensemble d'une puissance de 4MW (Fig. 14) pour une unité Power-to-Gas.

En juillet 2022, *McPhy* annonce qu'il a un projet de Gigafactory approuvé par la Commission Européenne dans le cadre de l'IPCEI Hydrogène.

- **Toshiba Corp.** a présenté, en juillet 2016, un électrolyseur alcalin de 100 Nm³/h après en avoir développé un modèle de 35 Nm³/h.
- **Asahi Kasei** a annoncé, en mai 2018, avoir débuté les essais d'une unité de 25 Nm³/h à Soma (Fukushima) en collaboration avec IHI Corp. dont le rendement atteindrait 90%.
En avril 2020, *Asahi Kasei* annonce le démarrage des essais d'une unité de 10 MW commandée en 2017 par *Toshiba Energy Systems*.
- **Thyssenkrupp** a annoncé, en juin 2018, posséder une technologie de production d'hydrogène avec un rendement de l'ordre de 82%.
- **Enapter AEM Electrolysers**, société italienne, a débuté la commercialisation des électrolyseurs (modèle EL 2.1) en 2019.
- **Frontier Energy Limited**, société australienne, a débuté son activité dans l'exploitation de l'énergie solaire. En 2022 elle se lance dans la production d'hydrogène vert par électrolyse alcaline.
- **Hydrogen PRO**, société chinoise, a fourni en juillet 2022 (Fig. 15) un électrolyseur de 1 100 Nm³/h (100 kg/h) à Heroya (Norvège)



Figure 15 – L'électrolyseur Hydrogen PRO de 1 100 Nm³/h (2022)

6.2 - Technologie PEM

6.2.1 - Technologie « basse pression » (inférieure à 100 bars)

- **Proton OnSite**⁸, (USA), racheté par Nel ASA en février 2017, produit toute une famille d'électrolyseurs :
 - la série des G200 à G 4800 (3 - 8 bars)
 - la série des S10 à 40: 4 à 19 bars
 - la série des M200 à M400: jusqu'à 200 Nm³/h

En mars 2015, cette société a reçu commande de générateurs d'oxygène de technologie PEM pour la flotte de sous-marins américains, britanniques et français, via UTC Aerospace Systems. Dans ce type d'utilisation (fourniture d'oxygène et non d'hydrogène), l'hydrogène produit est rejeté discrètement en mer.

En décembre 2016, Proton a révélé l'existence du plus gros électrolyseur PEM de l'époque, d'une puissance de 13 MW (Fig. 16) et a annoncé la fourniture de plusieurs exemplaires de la classe MW aux villes chinoises de Foshan et Yunfu pour l'alimentation de bus à pile à combustible.

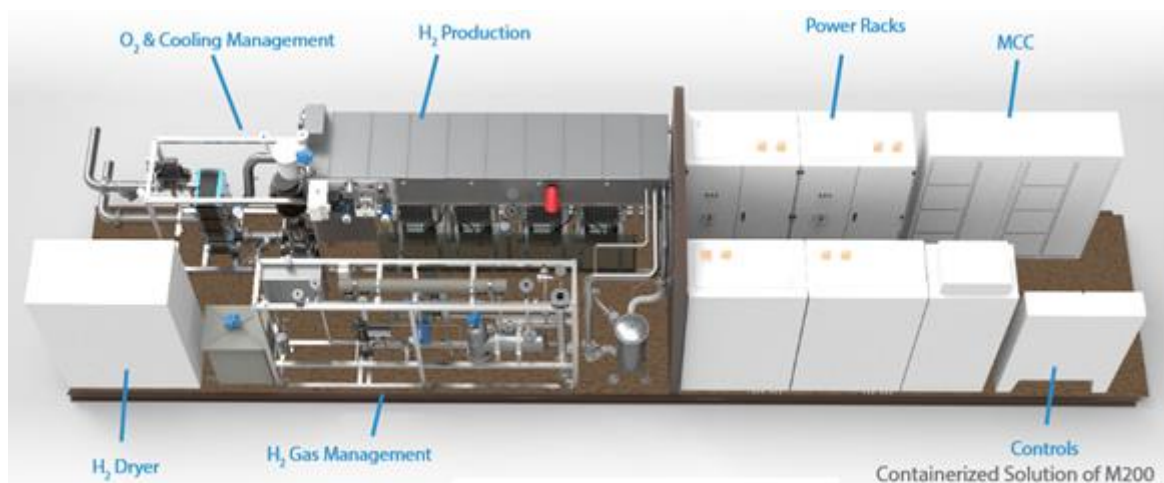


Figure 16 – L'électrolyseur *Proton On site* PEM de 13 MW

- **Hydrogenics**⁹, (Canada), avec les familles HySTART™ et HyLYZER™ qui couvrent la gamme de 1 à 500 Nm³/h.

⁸ <http://www.protonenergy.com/>

En mai 2015, cette société a annoncé la réalisation d'un générateur de 1,5 MWe pour E.ON et la ville de Hambourg dans le cadre d'un projet Power-to-Gas.

En novembre 2016, Hydrogenics a montré un système de 2,5 MWe (Fig. 17) destiné à une installation de Palm Springs en Californie.

En avril 2017, Elle présente un ensemble de 3 MW capable de fournir 1 350 kg/jour d'hydrogène.



Figure 17 – Le système *Hydrogenics/StratosFuel* de 2,5 MWe (2016)

- **AREVA Smart Energies**, en s'appuyant sur les technologies développées par son ex-département Helion et sa filiale CETH₂, et en cofinancement de l'Etat (Investissements d'Avenir) via l'Ademe, avait créé, en mars 2014, **AREVA H2-Gen joint venture**, qui a pour objectif la fabrication et la commercialisation d'électrolyseurs PEM. La première usine de fabrication a été inaugurée aux Ullis, en juin 2016.
En avril 2017, AREVA H2-Gen a présenté à Hanovre, son concept d'une unité de 60 MW, pour un ensemble Power-to-Gas.
En juillet 2019, cette société devient **Helion Hydrogen Power**.
- **GINER, Inc.**¹⁰ (USA), électrolyseurs de laboratoire + électrolyseurs 3 Nm³/h, 85 bars (200 bars à l'étude), annoncé à près de 90% de rendement. Cette société a été rachetée par *Plug Power* en 2020
- **ITM Power**¹¹ (Grande Bretagne), pression de 15 bars, quelques m³/h. - Série HGas de HGas60 à HGas1000 (jusqu'à 1 MWe). Le rendement pleine charge est annoncé supérieur à 70%. Un premier exemplaire 0,9 MW a été vendu à *ZEAG Energie AG* en mars 2016. En avril 2017, ITM fait part de la signature d'un contrat pour la fourniture d'un électrolyseur de 3 MW. En janvier 2018, ITM annonce l'implantation d'un électrolyseur de 10 MW, en collaboration avec Shell pour la raffinerie de Wesseling (Rhineland) dans le cadre d'un projet FCH-JU. Cette installation est baptisée "Rehyne". Ce sera la plus importante du monde pour cette technologie. Elle devait être opérationnelle en 2020 et a finalement démarré début juillet 2021.

En juillet 2018, ITM annonce un partenariat avec **Sumitomo** pour le développement d'unités dans la gamme multi mégawatt.

⁹ <http://www.hydrogenics.com/>

¹⁰ <http://www.ginerinc.com/>

¹¹ <http://www.itm-power.com/>

En mars 2021, ITM réalise un électrolyseur de 1,4 MW vendu à *Sumitomo*.

- **Siemens** et quelques partenaires (RheinMain University, Linde, et the Mainz (Germany) municipal utilities) ont annoncé, en janvier 2017, la mise en place d'un électrolyseur PEM dont la puissance atteint 6 MW et baptisé « the Mainz Energy Farm ». Il est principalement alimenté à partir d'électricité éolienne. En novembre 2017, Siemens fournit une autre unité de 5 MW.
- **H-TEC Systems**¹² (Allemagne) a annoncé, en mars 2019, le lancement de l'électrolyseur PEM ME 450/1400 (1 MW), capable de fournir jusqu'à 450 Kg/jour, et dont le rendement atteindrait 95%. H-TEC prépare une version 10 MW (4 500 kg/jour).
- **Air Liquide** annonce, en février 2019, la construction, au Canada, d'un électrolyseur PEM de 20 MWe (3 000 T/an) qui sera installé à Becancour (Québec).
- **Hoeller Electrolyzer (Allemagne)** dévoile, en avril 2020, des électrolyseurs très compacts.
- **Cummins Inc.** annonce, en août 2020, la fourniture d'une unité de 5 MW au *Douglas County Public Utility District* qui sera mis en service en 2021.
- **La Chine** a annoncé, en février 2022, la mise en service d'un électrolyseur de 20 MW à Zhangjiakou (province de Hebei) destiné à l'alimentation en hydrogène de la flotte des véhicules à pile à combustible mis en service à l'occasion des Jeux Olympiques d'hiver. Cette installation fournira ensuite de l'hydrogène pour d'autres applications publiques, comme le transport.
- **Air Liquide et Siemens Energy** annoncent, en août 2022, la création d'une « joint venture » pour la production, à grande échelle, d'électrolyseurs européens à partir de la fin 2023 avec l'ambition d'atteindre 3 GW en 2025.
- **Plug Power** (USA) a fourni à l'Egypte, en octobre 2022, un électrolyseur PEM de 5 MW.

6.2.2 - Technologie « haute pression » (supérieure à 100 bars)

Ces électrolyseurs H.P. permettent de supprimer (ou limiter) l'étape de compression pour le remplissage de réservoirs de véhicules automobiles et donc devraient permettre de produire de l'hydrogène sous pression à moindre coût.

- **Proton Energy Systems Inc.** (USA) (en collaboration avec *Air Products*) développe une unité capable de 150 kg/jour sous une pression de 350 bars.
- **Mitsubishi Corp.** (Japon) (dont le système a été baptisé HHEG/High - *Compressed Hydrogen Energy Generator*) développe une unité produisant 30 Nm³/heure sous 400 bars.
- La société française **ERGOSUP** a développé un procédé innovant permettant de produire de l'hydrogène sous 200 bars, qu'elle espère commercialiser d'ici 2020 et vise 350 bars: « *Le procédé stocke l'énergie sous forme de zinc et d'électrolyte acide dans sa première phase. L'hydrogène est donc contenu dans cet électrolyte. Dans la seconde phase, on change la configuration et on remet en présence le zinc et l'électrolyte, ce qui génère, sous certaines conditions opératoires, de l'hydrogène sous pression* ».

6.3 - Technologie haute température SOEC

- la société **FuelCell Energy, Inc.**, bien connue sur le marché des piles à combustible de type MCFC pour les applications industrielles a annoncé, en juillet 2015, qu'elle démarrait le développement de la technologie SOEC, aussi bien pour les applications pile qu'électrolyseur, sous l'impulsion du DoE.

¹² <https://www.h-tec-systems.com/en/>

- Le **CEA Liten** développe depuis plusieurs années cette technologie, aussi bien pour des applications "pile" (SOFC) que pour des applications "électrolyse" (SOEC). Ces travaux ont conduit à la création de la start-up baptisée *Sylfen* (cf. §3).

- en juin 2017, **Sunfire GmbH** informait qu'il avait reçu la commande de *Salzgitter Flachstahl GmbH* pour un électrolyseur de vapeur d'eau SOEC. Avec une puissance fournie de 150 kW_e, il délivre 40 Nm³/h d'hydrogène utilisé dans un process industriel voisin (fonderie). En fonctionnement inverse pile à combustible, elle peut être alimentée soit avec de l'hydrogène, soit avec du gaz naturel et elle fournit une puissance de 30 kW_e. En mode électrolyse, son rendement atteint 80% à partir de la vapeur récupérée sur un système voisin. Cette réalisation a été cofinancée par la Commission Européenne dans le cadre du programme "Horizon 2020" (projet européen GRInHY2.0), en partenariat avec: Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH, VTT Technical Research Centre of Finland, EIFER - European Institute for Energy Research, Institute of Physics of Materials, Academy of Sciences of the Czech Republic et Politecnico di Torino.

Cet électrolyseur a été livré en août 2020. En mai 2021, **Sunfire** a confirmé son bon fonctionnement à une puissance de 250 kW pour une température de fonctionnement de 850°C. Sa configuration était de 1800 cellules dans 60 stacks pour une production de 63 Nm³/h (5,7 kg/h) à partir d'électricité renouvelable. Alimenté en vapeur d'eau, son rendement atteint 84%.

Une nouvelle version de 2,6 MW destinée à la raffinerie de *Neste* (Rotterdam) est à l'étude dans le cadre du projet européen Horizon 2020 FCH2 JU MultiPLHY, avec le CEA et ENGIE, lancé au printemps 2020. Les premiers éléments ont été livrés en juillet 2022.

- **Bloom Energy**, USA, a annoncé, en juillet 2021, le bon fonctionnement d'un prototype d'électrolyseur haute température à oxyde solide, d'une puissance de 130 kW, à Gumi (Corée du Sud) et dont le prix de l'hydrogène produit est couvert à 80% par le coût de l'électricité qui l'alimente. La commercialisation doit débuter fin 2022. Le coût énergétique attendu est de 46 kWh/kg H₂.

- **Schlumberger New Energy, le CEA, Vinci et d'autres partenaires** annoncent, en janvier 2021, l'accord de la Commission Européenne pour la création de *Genvia*, producteur d'électrolyseurs réversibles à haute température en technologie oxyde solide.

7- Références

- *Kathy Ayers*, Proton Energy Systems, Progress and New Directions in PEM Electrolysis – Colloque FCHEA "Fuel Cell & Hydrogen Energy 2011"
- *J. W. Richards, V. Engelhardt*, The Electrolysis of Water, Processes and Applications, The Chemical Publishing Company – 154 pages (2010)
- *Thierry Alleau, EDP Sciences*, « L'Hydrogène, énergie du futur? », *Collection Bulles de Sciences*, décembre 2007, 206 pages
- *Jean Claude Sabonnadière, Thierry Alleau, Pierre Baurens et al.*, « Nouvelles Technologies de l'énergie », Editions Hermès - Lavoisier, 2007, 290 pages
- *Andreassen K.*, "Hydrogen Production by Electrolysis - Hydrogen Power: Theoretical and Engineering Solutions", 1998, Kluwer Academic Publishers, the Netherlands
- *Damien, A.* « Hydrogène par électrolyse de l'eau », 1992, J6366, Techniques de l'Ingénieur
- *Johanna Ivy*, Summary of Electrolytic Hydrogen Production, Rapport NREL/MP-560-35948, (28 pages) 2004
- *HyFrance3 – Développement des marchés de l'hydrogène* – Résumé Public. Janvier 2011 – Convention Ademe 0874C0009
- Hydrogen Production: by Electrolysis - *Agata Godula-Jopek* - Wiley VCH - Mars 2015 - 424 pages. Development of Water Electrolysis in the European Union- (Rapport final FCH-JU) - Avril 2014 - 83 pages
http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf